



**TUGAS AKHIR – SF 141501**

**PEMETAAN 3D SEISMIK FORMASI BATURAJA  
(STRUKTUR AURI UTARA DAN AURI TIMUR) DAN  
PERHITUNGAN CADANGAN CEKUNGAN JAWA  
BARAT UTARA DENGAN METODE VOLUMETRIK**

**Muhammad Dwi Bagus Aurijanto  
NRP 1111 100 034**

**Dosen Pembimbing:  
Prof. Dr. rer. nat Bagus Jaya Santosa, S.U.  
Dr. Ayi Syaeful Bahri., S. Si., M. T.**

**Jurusan Fisika  
Fakultas Matematika dan Ilmu Pengetahuan Alam  
Institut Teknologi Sepuluh Nopember  
Surabaya 2015**



**FINAL PROJECT – SF 141501**

**SUBSURFACE 3D SEISMIC STRUCTURE AND  
CALCULATION OF HYDROCARBON RESERVE  
BATURAJA FORMATION IN AURI NORTH AND AURI  
EAST FIELD JAVA BASIN BASED ON VOLUMETRIC  
METHOD**

**Muhammad Dwi Bagus Aurijanto  
NRP 1111 100 034**

**Advisor**

**Prof. Dr. rer. nat Bagus Jaya Santosa, S.U.**

**Dr. Ayi Syaeful Bahri., S. Si., M. T.**

**Physics Departement**

**Faculty Matematics and Natural Science**

**Sepuluh Nopember Institute of Technology**

**Surabaya 2015**

# LEMBAR PENGESAHAN

## PEMETAAN 3D SEISMIC FORMASI BATURAJA (STRUKTUR ALRI UTARA DAN ALRI TIMUR) DAN PERHITUNGAN CADANGAN CEKUNGAN JAWA BARAT UTARA DENGAN METODE VOLUMETRIK

### TUGAS AKHIR

Diajukan Untuk Memenuhi Salah Satu Syarat Memperoleh  
Gelar Sarjana Sains pada  
Bidang Studi Geofisika  
Program Studi S-1 Jurusan Fisika  
Fakultas Matematika dan Ilmu Pengetahuan Alam  
Institut Teknologi Sepuluh Nopember

Oleh :

Muhammad Dwi Bagus Anrijanto  
NRP. 1111 100 034

Disetujui oleh Pembimbing Tugas Akhir :

1. Prof. Dr.rer.nat. Bagus Jaya Santosa, ST.....  
(Pembimbing 1)
2. Dr. Ayi Syaeful Bahri., S. St., M. T.....  
(Pembimbing 2)



SURABAYA, Juli 2015

**PEMETAAN 3D SEISMIK FORMASI BATURAJA  
(STRUKTUR AURI UTARA DAN AURI TIMUR) DAN  
PERHITUNGAN CADANGAN CEKUNGAN JAWA  
BARAT UTARA DENGAN METODE VOLUMETRIK**

**Nama Mahasiswa** : Muhammad Dwi Bagus Aurijanto  
**NRP** : 1111 100 034  
**Jurusan** : Fisika FMIPA-ITS  
**Pembimbing** : Prof.Dr,rer.nat. Bagus Jaya Santosa,SU  
Dr. Ayi Syaeful Bahri., S. Si., M. T.

**ABSTRAK**

Telah dilakukan penelitian yang bertujuan untuk menentukan reservoir menggunakan peta bawah permukaan dan menghitung besarnya cadangan hidrokarbon dengan metode volumetrik. Metodologi penelitian ini adalah menentukan zona reservoir dari data DST (Drilling Steam Test) yang digunakan sebagai data kontak antara air dengan hidrokarbon. Penentuan litologi dari data log yang digunakan sebagai dasar korelasi antar sumur dan menghitung nilai saturasi air serta porositas dengan persamaan Archie Selanjutnya nilai tersebut digunakan untuk menghitung volume reservoir dengan metode volumetrik sedangkan potensi cadangan hidrokarbon dihitung menggunakan persamaan IOIP dan IGIP. Dari analisa data dan pembahasan diinterpretasikan bahwa lapisan reservoir merupakan lapisan produksi yang menghasilkan minyak pada sumur MD#1 dan produksi gas pada sumur MD#2 pada Formasi Baturaja lapisan batu gamping. Interpretasi data seismik dapat dipetakan berupa peta time, peta depth, peta net reservoir, serta didapatkan closure pada sumur MD#1 dan MD#2. Hasil perhitungan cadangan dengan metode perhitungan volumetrik dari reservoir tersebut sebesar  $81 \times 10^9$  STB pada sumur MD#1 dan  $253 \times 10^{14}$  Scf pada sumur MD#2.

**Kata kunci** : cadangan, DST, IGIP, IOIP, seismik, sumur, volume bulk.

**SUBSURFACE 3D SEISMIC STRUCTURE AND  
CALCULATION OF HYDROCARBON RESERVE  
BATURAJA FORMATION IN AURI NORTH AND AURI  
EAST FIELD JAVA BASIN BASED ON VOLUMETRIC  
METHOD**

**Name** : Muhammad Dwi Bagus Aurijanto  
**NRP** : 1111 100 034  
**Department** : Physics MIPA-ITS  
**Advisor** : Prof. Dr. rer. nat. Bagus Jaya Santosa, SU  
Dr. Ayi Syaeful Bahri., S. Si., M. T.

**ABSTRACT**

Subsurface mapping and calculation of hydrocarbon reserve has been conducted at “Auri” field based on volumetric method. The methodology of this research is to determine the lithology based on log data that used as the basic for correlation between wells and calculate the value of water saturation and porosity by Archie’s equation that used to calculate the volume of reservoir based on volumetric method, while the hydrocarbon reserves calculated using the IOIP and IGIP equation. And then used data DST (Drilling Steam Test) to know water contact zone with reservoir zone. From the data analysis and discussion can be interpreted that layer potential is a layer potential produces oil in MD#1 and gas in MD#2. This reservoir from limestone in the top Baturaja Formation. Reservoir characterization has been done with wells and seismic data, reservoir generally has porosity 22% and 55% water saturation in MD#1 and in MD#2 has porosity 24% and water saturation 64%. The result of calculation hydrocarbon reserve using volumetric method at “Auri” field are  $81 \times 10^9$  STB in MD#1 and  $253 \times 10^{14}$  Scf in MD#2.

**Keywords:** reserve, DST, IGIP, IOIP, seismic, well, volume bulk

## KATA PENGANTAR

Puji syukur penulis panjatkan kepada Tuhan Yang Maha Esa, yang telah melimpahkan rahmat-Nya sehingga penulis dapat menyelesaikan skripsi dan menyusunnya dalam bentuk Laporan Tugas Akhir dengan judul **“PEMETAAN 3D SEISMIK FORMASI BATURAJA (STRUKTUR AURI UTARA DAN AURI TIMUR) DAN PERHITUNGAN CADANGAN CEKUNGAN JAWA BARAT UTARA DENGAN METODE VOLUMETRIK”**. Program tugas akhir ini merupakan salah satu langkah yang ditempuh oleh mahasiswa jurusan Fisika Institut Teknologi Sepuluh Nopember Surabaya untuk mendapatkan gelar sarjana S1. Selain itu skripsi ini dapat melatih mahasiswa agar tanggap dan peka dalam menghadapi situasi dan kondisi lingkungan kerja. Serta mahasiswa dapat mengaplikasikan ilmu yang diperoleh selama masa selepas perkuliahan.

Terima kasih kepada **PT. PERTAMINA UTC** yang telah memberi kesempatan dan sarana bagi penulis dalam proses pengerjaan tugas akhir ini. Selama penyusunan laporan ini banyak mengalami hambatan dan kesulitan, akan tetapi atas bantuan, dorongan dan juga bimbingan dari berbagai pihak maka akhirnya kami menyelesaikan laporan ini. Sehubungan dengan hal tersebut maka pada kesempatan ini kami ingin menyampaikan rasa terima kasih yang sebesar-besarnya kepada:

1. Allah SWT atas segala anugerah dan petunjuk-Nya.
2. Teguh Abriyanto dan Sholihatin selaku kedua orang tua dan Mochammad Eka Prasetya selaku kakak serta semua keluarga atas kasih sayang, do'a dan dukungan moral dan materiil yang telah diberikan.
3. Bapak Prof. Dr. rer .nat. Bagus Jaya Santosa, S. U., dan selaku dosen pembimbing pertama Tugas Akhir ini.

4. Dr. Ayi Syaeful Bahri., S. Si., M. T. selaku dosen pembimbing kedua Tugas Akhir ini.
5. Ibu Mill Sartika Indah selaku *Structural Geologist Specialist* dan Pembimbing Tugas Akhir PT. Pertamina UTC.
6. Bapak Dr. Ari Samodra selaku *Chief of Geology* PT. Pertamina Pembimbing Tugas Akhir PT. Pertamina UTC.
7. Bapak Dr. Yono Hadi Pramono, M.Eng, selaku Ketua Jurusan Fisika, Fakultas Matematika dan Ilmu Pengetahuan Alam, Institut Teknologi Sepuluh Nopember Surabaya.
8. Bapak Prof. Ir. Eddy Yahya, M. Sc, Ph, D selaku dosen wali
9. Semua dosen yang telah bersedia memberikan ilmunya pada penulis
10. Rekan – rekan dari PT. PERTAMINA UTC Mas Ezzat Fayza, Mas Oliv, Mas Jumanto, dan Mas Fajri, Mas Aliyus, Mas Wisnu, Mbak Indah, Mas Hansen, dan Mbak Bella sekalian yang telah banyak membantu dalam penyelesaian laporan ini.
11. Mas Jabar dari pihak Schlumberger yang selalu memberi banyak motivasi, dukungan, waktu, dan banyak ilmunya kepada penulis.
12. Bapak – bapak pegawai PT. PERTAMINA UTC GEOLOGI yaitu Pak Samsul, Pak Tasiyat, Pak Tavip, Pak Kukuh, dan Pak Dana yang telah memberikan saran dan motivasinya selama pengerjaan tugas akhir.
13. Segenap karyawan di PT. PERTAMINA UTC Jakarta.
14. Teman – teman tugas akhir dari UNSOED (Mas Putra

Buana dan Mas Albert), ITB ( Mas Jatmiko), TRISAKTI (Fanny, Riska, dan Indah), UGM (Pais), dan UI (Christy) *“makasi atas diskusi dan bantuannya”*.

15. Teman – teman seperjuangan laboratorium geofisika Fisika’11 (Wildan Manggara Hidyatullah, Rohmatul Aminah, Mentari, Arnandha, Jordan, Asdi, Dharma, dan lain-lain) sekalian yang telah mendukung atas penyelesaian laporan ini.
16. Segenap keluarga Fisika 2011 dan khususnya Foton 2011 yang tidak mungkin saya sebutkan namanya satu per satu di sini.

Penulis menyadari masih banya kekurangan yang dimiliki dalam menyusun laporan tugas akhir ini. Oleh karena itu, kritik dan saran yang bersifat membangun diharapkan demi pengembangan laporan ini. Penulis berharap laporan tugas akhir ini nantinya akan dapat berguna dan dapat dimanfaatkan dengan baik sebagai referensi bagi yang membutuhkan serta menjadi sarana pengembangan kemampuan ilmiah bagi semua pihak yang bergerak dalam bidang yang berhubungan dengan Fisika, khususnya Geofisika.

Surabaya, Juli 2015

Penulis



***“Halaman ini Sengaja Dikosongkan”***

## DAFTAR ISI

<b>JUDUL TUGAS AKHIR .....</b>	<b>i</b>
<b>ABSTRAK .....</b>	<b>ii</b>
<b>LEMBAR PENGESAHAN .....</b>	<b>iv</b>
<b>KATA PENGANTAR .....</b>	<b>v</b>
<b>DAFTAR ISI .....</b>	<b>ix</b>
<b>DAFTAR GAMBAR .....</b>	<b>xii</b>
<b>DAFTAR TABEL .....</b>	<b>xiii</b>
<b>BAB I. PENDAHULUAN</b>	
1.1 Latar Belakang .....	1
1.2 Rumusan Masalah .....	2
1.3 Tujuan .....	3
1.4 Batasan Masalah .....	3
1.5 Manfaat Penelitian .....	3
1.6 Lokasi Penelitian .....	3
1.7 Sistematika Penulisan .....	4
<b>BAB II. GEOLOGI REGIONAL</b>	
2.1 Geologi Regional Cekungan Jawa Barat Utara	
2.1.1 Geometri Cekungan .....	5
2.1.2 Tektonostratigrafi dan struktur geologi .....	7
2.1.3 Stratigrafi regional .....	10
2.1.4 Sedimentasi cekungan .....	14
2.1.5 Sistem Petroleum .....	15
<b>BAB III. TINJAUAN PUSTAKA</b>	
3.1 Data Log	
3.1.1 Porositas .....	17
3.1.2 Litologi .....	18
3.1.3 Saturasi fluida .....	19
3.1.4 Resistivitas .....	19

3.1.5 Lingkungan lubang bor .....	20
3.2 Identifikasi zona reservoir	
3.2.1 Gamma ray .....	21
3.2.2 Log sonik .....	22
3.2.3 Log neutron porosity (NPHI) .....	23
3.2.4 Log Density (RHOB) .....	23
3.2.5 Log Resistivity .....	24
3.2.6 Log Caliper .....	24
3.3 Seismik Refleksi	
3.3.1 Seismik .....	25
3.3.2 Impedansi Akustik .....	26
3.3.3 Wavelet .....	28
3.3.4 Amplitudo dan polaritas .....	29
3.3.5 Well seismik tie .....	30
3.3.6 <i>Conversion time to depth</i> .....	30
3.3.7 Konsep korelasi .....	32
3.4 Pengertian Cadangan .....	32
3.5 Metode Perhitungan Cadangan .....	33

#### **BAB IV. METODOLOGI PENELITIAN**

4.1 Tahapan Persiapan .....	37
4.2 Tahapan Penelitian	
4.2.1 Studi Pustaka .....	37
4.2.2 Pengumpulan Data .....	37
4.2.3 Tahapan Analisis dan Interpretasi Data .....	39
4.2.4 Penyusunan Laporan .....	39

#### **BAB V. ANALISIS DATA DAN PEMBAHASAN**

5.1 Penentuan dan Karakteristik reservoir .....	43
5.2 Analisis Seismik	
5.2.1 Well Seismik Tie .....	46
5.2.2 Interpretasi Struktur .....	48
5.2.3 <i>Picking Horizon</i> .....	50

5.2.4 <i>Time mapping</i> .....	51
5.2.5 <i>Time to Depth Conversion</i> .....	53
5.3 Net reservoir Map .....	55
5.4 Analisa Petrofisik	
5.4.1 Volume Shale .....	56
5.4.2 Porositas .....	56
5.4.3 Faktor Formasi .....	57
5.4.4 Saturasi Air .....	57
5.5 Pehitungan Cadangan	
5.5.1 Perhitungan Volume Bulk .....	58
5.5.2 Perhitungan IGIP dan IOIP .....	59
<b>BAB VI. KESIMPULAN</b>	
5.1 Kesimpulan .....	61
5.2 Saran .....	61
<b>DAFTAR PUSTAKA</b> .....	63
<b>LAMPIRAN 1. DATA LOG SUMUR</b> .....	65
<b>LAMPIRAN 2. PENAMPANG SEISMIK DUA DIMENSI</b> .....	71
<b>LAMPIRAN 3. WELL SEISMIK TIE</b> .....	75
<b>LAMPIRAN 4. DATA DST DAN UJI KANDUNGAN</b> .....	77
<b>LAMPIRAN 5. PETA BAWAH PERMUKAAN</b> .....	79
<b>BIODATA PENULIS</b> .....	89

## **DAFTAR TABEL**

Tabel 2.1 Stratigrafi Cekungan Jawa Barat Utara (Pertamina, 1996) .....	13
Tabel 4.1 Daftar log yang tersedia dari tiap sumur .....	38
Tabel 5.1 Estimasi cadangan hidrokarbon Auri utara dan Auri Timur .....	58

## DAFTAR GAMBAR

Gambar 1.1 Lokasi Penelitian Lapangan “Auri” Formasi Baturaja Jawa Barat Utara .....	4
Gambar 2.1 Peta stuktur geologi Jawa Barat Utara (Pertamina-BPPKA,1996) .....	6
Gambar 2.2 Model <i>pull-apart basin</i> pola struktur Cekungan Jawa Barat Utara .....	7
Gambar 2.3 Sayatan melintang fisiografi cekungan dan busur gunungapi Jawa Barat (Pertamina, 1996) .....	10
Gambar 3.1 Lingkungan dan zona pada lubang bor .....	20
Gambar 3.2 Prinsip kerja seismik refleksi .....	26
Gambar 3.3 Jenis – jenis wavelet .....	29
Gambar 3.4 Polaritas SEG dan polaritas eropa .....	30
Gambar 3.5 Gambaran struktur akibat perbedaan domain waktu dan kedalaman .....	31
Gambar 4.1 Diagram alir penelitian .....	41
Gambar 4.2 Diagram alir <i>well seismik tie</i> .....	42
Gambar 4.3 Diagram alir <i>velocity model</i> .....	42
Gambar 5.1 Log sumur MD#2 .....	44
Gambar 5.2. Log sumur MD#1 .....	45
Gambar 5.3 Basemap line seismik .....	46
Gambar 5.4 Proses well seismik tie .....	48
Gambar 5.5 Penampang seismik dua dimensi lintasan 4255..	51
Gambar 5.6 Struktur sesar pada Formasi Baturaja .....	52
Gambar 5.7 Penampang seismik tiga dimensi xline 4325 .....	49
Gambar 5.8 Peta struktur <i>time</i> Formasi Baturaja .....	52
Gambar 5.9 Peta struktur kedalaman Formasi Baturaja .....	54
Gambar 5.10 Hasil <i>velocity model</i> .....	54
Gambar 5.11 Peta net reservoir .....	55
Gambar 5.12 Peta net reservoir sumur MD#1 .....	58

## **DAFTAR LAMPIRAN**

LAMPIRAN 1. DATA LOG SUMUR .....	65
LAMPIRAN 2. PENAMPANG SEISMIK DUA DIMENSI ...	71
LAMPIRAN 3. WELL SEISMIK TIE .....	75
LAMPIRAN 4. DATA DST DAN UJI KANDUNGAN.....	77
LAMPIRAN 5. PETA BAWAH PERMUKAAN .....	79

# **BAB I**

## **PENDAHULUAN**

### **1.1 Latar Belakang**

Sumber daya minyak dan gas bumi (migas) mempunyai peranan yang sangat strategis bagi Indonesia. Selain sebagai sumber pendapatan terbesar pendapatan terbesar negara, sumber daya migas merupakan sumber energi yang sangat vital bagi Indonesia. Sehingga perkiraan besarnya sumber daya migas ini sangatlah penting (Komite Cadangan Hulu Pertamina, 2006). Hidrokarbon merupakan salah satu sumber daya alam yang tidak dapat diperbarui dimana pada saat ini memiliki peran yang sangat penting bagi masyarakat. Tidak hanya digunakan sebagai bahan bakar tetapi digunakan oleh industri sebagai pembangkit tenaga sehingga pemakaian hidrokarbon mengalami peningkatan yang cukup tajam dari waktu ke waktu. Di lain pihak cadangan hidrokarbon semakin hari semakin berkurang karena masih belum ditemukan cukup banyak daerah – daerah prospek hidrokarbon pada wilayah Indonesia. Hidrokarbon terbentuk melalui proses yang cukup lama, dimulai dari pengendapan material mikroskopik tumbuhan dan hewan di lingkungan pengendapan seperti danau, sungai, atau laut. Selanjutnya material organik tersebut mengalami tekanan dan suhu tertentu dengan proses kadar oksigen rendah dan dengan bantuan bakteri maka terbentuklah minyak dan gas bumi. Proses ini membutuhkan waktu jutaan tahun. Jadi hidrokarbon merupakan material yang kaya akan organik yang menjadi bahan baku minyak dan gas bumi (Halliburton, 2001).

Mengingat akan hal itu maka diperlukan adanya suatu keseimbangan antara laju pemakaian bahan bakar hidrokarbon dengan jumlah cadangan yang ada. Untuk meningkatkan jumlah cadangan tersebut maka diperlukan adanya kegiatan eksplorasi maupun pengembangan pada lapangan hidrokarbon yang sudah ada. Namun intensitas kegiatan eksplorasi pada saat ini tidak segegar beberapa tahun sebelumnya, fenomena ini dikarenakan sudah semakin sulitnya mencari lapangan yang baru.



Pada sebuah lapangan pengembangan minyak bumi selalu dilakukan eksplorasi terpadu terhadap parameter – parameter fisika batuan di bawah permukaan. Parameter tersebut antara lain porositas, permeabilitas, volume kandungan serpih, saturasi, dan lain – lain. Pengambilan data sesimik perlu dilakukan untuk menentukan kondisi struktur bawah permukaan dan lokasi daerah cadangan hidrokarbon berada. Pada setiap sumur eksplorasi selalu dilakukan pengukuran data *well log* (*wireline logging*). Proses pengukuran ini disebut *logging* yang bertujuan untuk mendapatkan informasi tentang parameter – parameter fisika batuan formasi setelah proses *drilling*. Parameter fisika batuan ini selanjutnya digunakan untuk mengevaluasi formasi guna mengetahui seberapa besar potensi sumur eksplorasi.

Cekungan Jawa Barat Utara telah terbukti sebagai cekungan minyak dan gas bumi potensial. Kegiatan eksplorasi secara aktif telah dilaksanakan di Cekungan Jawa Barat Utara dimana telah terjadi penemuan terutama berstruktur antiklin. Lapisan yang berpotensi berupa lapisan batu gamping ekivalen Formasi Baturaja dan Talangakar.

PT. PERTAMINA Region Jawa merupakan salah satu perusahaan yang melakukan eksploitasi hidrokarbon di cekungan Jawa Barat Utara. Salah satu lapangan yang dikelola oleh PT. PERTAMINA Region Jawa adalah lapangan “Auri” yang secara regional termasuk kedalam Mandala Sedimentasi Paparan Kontinen Utara (Martodjojo, 1984).

Salah satu yang menjadi pertimbangan bahwa sumur berpotensi adalah cadangan hidrokarbon yang dimiliki. Oleh karena itu diperlukannya perhitungan cadangan hidrokarbon dalam suatu formasi sebelum dilakukan produksi.

## 1.2. Rumusan Masalah

Rumusan masalah dari tugas akhir ini meliputi:

1. Pemetaan penyebaran reservoir yang meliputi peta *time structure*, peta *depth structure*, dan peta net reservoir.
2. Perhitungan cadangan hidrokarbon dengan metode volumetrik.

### 1.3. Tujuan

Tujuan dari tugas akhir ini adalah:

1. Memetakan penyebaran reservoir meliputi peta *time structure*, peta *depth structure*, peta net reservoir.
2. Menghitung besarnya cadangan hidrokarbon terkandung pada lapisan reservoir.

### 1.4. Batasan Masalah

Batasan masalah dalam penelitian ini antara lain:

1. Dalam menentukan peta *depth structure* menggunakan data *checkshot* dari masing - masing sumur.
2. Data sumur yang digunakan dalam penelitian sebanyak tiga sumur.
3. Perhitungan cadangan hidrokarbon yang dihitung merupakan salah satu reservoir pada formasi target.
4. Pemetaan penyebaran reservoir yang meliputi peta *time structure*, peta *depth structure*, dan peta *net reservoir* menggunakan *software* Petrel 2010 dari Schlumberger yang selanjutnya digunakan dalam perhitungan cadangan hidrokarbon dengan metode volumetrik.

### 1.5 Manfaat Penelitian

Manfaat dari penelitian tugas akhir ini adalah untuk mengetahui besar cadangan hidrokarbon yang ada pada suatu lapisan formasi sehingga dapat diputuskan formasi target layak untuk diproduksi dengan meninjau biaya produksi yang dikeluarkan dan untuk mengestimasi konsumsi akan kebutuhan minyak dan gas yang digunakan oleh masyarakat.

### 1.6 Lokasi Penelitian

Lokasi penelitian dilakukan di salah satu wilayah target eksploitasi PT. PERTAMINA EP Region Jawa. Objek penelitian adalah lapangan “Auri”, Formasi Baturaja, cekungan Jawa Barat Utara selama dua bulan yaitu terhitung dari 05 Januari - 05 Maret 2015.



Gambar 1.1 Lokasi Penelitian Lapangan “Auri” Formasi Baturaja Jawa Barat Utara

### 1.7 Sistematika Penulisan

Secara garis besar sistematika penulisan Tugas Akhir ini adalah sebagai berikut:

- BAB I: Pendahuluan, menjelaskan tentang latar belakang, perumusan masalah, tujuan penelitian, batasan masalah, manfaat penelitian, lokasi penelitian, dan sistematika penulisan.
- BAB II: Geologi Regional, menjelaskan informasi geologi yang ada di daerah penelitian
- BAB III: Tinjauan Pustaka meliputi teori dasar sebagai landasan penulis dalam melakukan Tugas Akhir.
- BAB IV: Metodologi Penelitian merupakan prosedur kerja yang dilakukan dalam Tugas Akhir ini.
- BAB V: Hasil dan Pembahasan meliputi hasil dari penelitian serta pembahasan secara detail.
- BAB VI: Penutup merupakan bagian penutup dari Tugas Akhir ini yang memuat hasil dari penelitian berupa kesimpulan dan saran untuk penelitian selanjutnya.

## **BAB II**

### **GEOLOGI REGIONAL**

#### **2.1 Geologi Regional Cekungan Jawa Barat Utara**

##### **2.1.1 Geometri Cekungan**

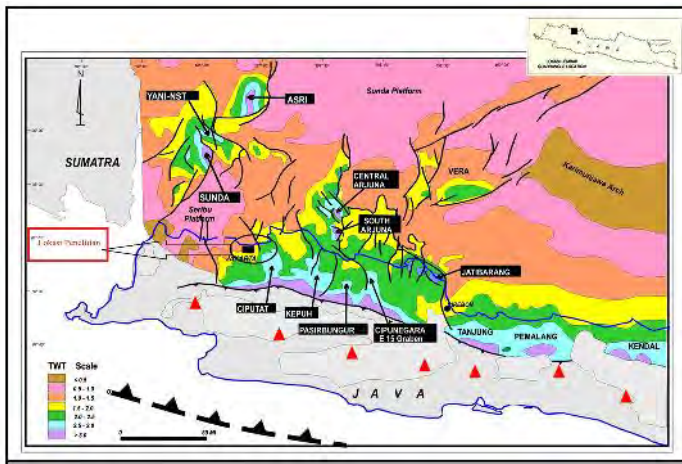
Cekungan Jawa Barat Utara terletak di sebelah utara atau di belakang Busur Gunung Api Jawa, sehingga saat ini dikenal sebagai cekungan busur belakang (*back-arc basin*). Namun berdasarkan beberapa penulis, pembentukan cekungan ini tidak berhubungan dengan struktur *back-arc* tapi terbentuk sebagai *pull-apart basin*.

Secara geografis cekungan ini berada pada 106° 30' - 108° 40' BT dan 5° 00' - 6° 50' LS. Berbatasan dengan Seribu Platform di bagian barat, Cekungan Sunda dan Asri di sebelah Barat Laut, dan di Utara, berbatasan dengan Arjuna Plateau. Bagian Timur Laut berbatasan dengan Cekungan Vera dan Busur Karimun Jawa. Sebelah Timurnya berbatasan dengan Cekungan Jawa Tengah Utara dan di bagian Selatan berbatasan dengan Cekungan Bogor yang dibatasi oleh Sesar Baribis

Penarikan batas Cekungan Jawa Barat Utara lebih dikontrol oleh batas *isopach* yang dipotong pada nilai 1.500 m. Cekungan Jawa Barat Utara memiliki luas area 23.340 km<sup>2</sup>, dan tebal endapan sedimen berdasarkan data *isopach* berkisar 2.000 – 4.500 m, dengan penebalan endapan ke Selatan cekungan.

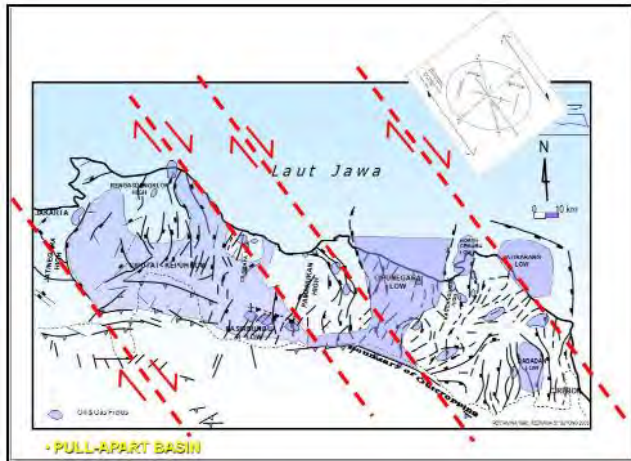
Cekungan Jawa Barat Utara telah dikenal sebagai *hydrocarbon province* utama di wilayah Pertamina DOH JBB, Cirebon. Cekungan ini terletak di antara Paparan Sunda di Utara, Jalur Perlipatan – Bogor di Selatan, daerah Pengangkatan Karimun Jawa di Timur dan Paparan Pulau Seribu di Barat. Cekungan Jawa Barat Utara dipengaruhi oleh sistem *block faulting* yang berarah Utara – Selatan. Patahan yang berarah Utara - Selatan membagi cekungan menjadi graben atau beberapa *sub-basin*, yaitu Jatibarang, Pasir Putih, Ciputat, Rongas Bitung dan beberapa tinggian *basement*, seperti Arjawinangun, Cilamaya, Pamanukan, Kandanghaur–Waled, Rengasdengklok dan Tangerang.

Berdasarkan stratigrafi dan pola strukturnya, serta letaknya yang berada pada pola busur penunjaman dari waktu ke waktu, ternyata cekungan Jawa Barat telah mengalami beberapa kali fase sedimentasi dan tektonik sejak Eosen sampai dengan sekarang (Martodjojo, 2002).



Gambar 2.1. Peta stuktur geologi Jawa Barat Utara (Pertamina-BPPKA,1996)

Hamilton (1979), menyebutkan adanya dua hal yang dapat menjelaskan terjadinya cekungan *pull-apart*. Pertama, arah ekstensi cekungan hampir tegak lurus dengan zona subduksi saat ini dan kedua, kerak benua yang tebal terlibat dalam pembentukan struktur *rift* cekungan tersebut.



Gambar 2.2 Model *pull-apart* basin pola struktur Cekungan Jawa Barat Utara.

### 2.1.2 Tektonostratigrafi dan Struktur Geologi

Cekungan Jawa Barat Utara terdiri dari dua area yaitu laut (*offshore*) di Utara dan darat (*onshore*) di Selatan (Darman dan Sidi, 2000). Seluruh area didominasi oleh patahan ekstensional (*extensional faulting*) dengan sangat minim struktur kompresional. Cekungan didominasi oleh *rift* yang berhubungan dengan patahan yang membentuk beberapa struktur depositer (*half graben*), antara lain depositer utamanya yaitu Sub-Cekungan Arjuna dan Sub-Cekungan Jatibarang, juga terdapat depositer yang lain seperti : Sub-Cekungan Ciputat, Sub-Cekungan Pasirputih. Depositer-depositer itu didominasi oleh sikuen Tersier dengan ketebalan melebihi 5500 m.

Struktur yang penting pada cekungan tersebut yaitu terdiri dari bermacam-macam area tinggian yang berhubungan dengan antiklin yang terpatahkan dan blok tinggian (*horst block*), lipatan pada bagian yang turun pada patahan utama, *keystone folding* dan mengena pada tinggian batuan dasar. Struktur kompresional hanya terjadi pada awal pembentukan *rift* pertama yang berarah

relatif Barat Laut – Tenggara pada periode Paleogen. Sesar ini akan aktif kembali pada Oligosen. Tektonik Jawa Barat dibagi menjadi tiga fase tektonik yang dimulai dari Pra Tersier hingga Plio-Pliostosen. Fase tektonik tersebut adalah sebagai berikut:

### 1. Tektonik Pertama

Pada zaman Akhir Kapur Awal Tersier, Jawa Barat Utara dapat diklasifikasikan sebagai 'Fore Arc Basin' dengan ditemukan orientasi struktural mulai dari Cileutuh, Sub Cekungan Bogor, Jatibarang, Cekungan Muriah dan Cekungan Florence Barat yang mengindikasikan kontrol 'Meratus Trend'. Pada periode ini terjadi sesar geser mendatar menggerakan utama kraton Sunda akibat dari peristiwa tumbukan Lempeng Hindia dengan Lempeng Eurasia. Sesar-sesar ini mengawali pembentukan cekungan-cekungan Tersier di Indonesia Bagian Barat dan membentuk Cekungan Jawa Barat Utara sebagai *pull apart basin*.

Tektonik ekstensi ini membentuk sesar-sesar bongkah (*half graben system*) dan merupakan fase pertama *rifting* (*Rifting I: fill phase*). Sedimen yang diendapkan pada *rifting I* ini disebut sebagai sedimen *synrift I*. Cekungan awal *rifting* terbentuk selama fragmentasi, rotasi dan pergerakan dari kraton Sunda. Dua trend sesar normal yang diakibatkan oleh perkembangan *rifting-I* (*early fill*) berarah N 60° W – N 40° W dan hampir N – S yang dikenal sebagai pola sesar Sunda. Pada masa ini terbentuk endapan lacustrin dan vulkanik dari Formasi Jatibarang yang menutup rendahan-rendahan yang ada. Proses sedimentasi ini terus berlangsung dengan dijumpainya endapan transisi Formasi Talangakar. Sistem ini kemudian diakhiri dengan diendapkannya lingkungan karbonat Formasi Baturaja.

### 2. Tektonik kedua

Fase tektonik kedua terjadi pada permulaan Neogen (Oligo – Miosen) dan dikenal sebagai *Neogen Compressional Wrenching*. Ditandai dengan pembentukan sesar-sesar geser akibat gaya kompresif dari tumbukan Lempeng Hindia. Sebagian besar

pergeseran sesar merupakan reaktifasi dari sesar normal yang terbentuk pada periode Paleogen.

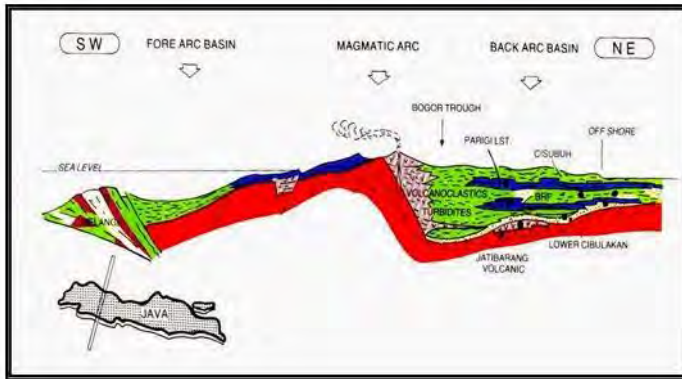
Jalur penunjaman baru terbentuk di Selatan Jawa. Jalur vulkanik periode Miosen Awal yang sekarang ini terletak di lepas pantai Selatan Jawa. Deretan gunung api ini menghasilkan endapan gunung api bawah laut yang tersebar di sepanjang Selatan Pulau Jawa. Pola tektonik ini disebut Pola Tektonik Jawa yang merubah pola tektonik tua yang terjadi sebelumnya menjadi berarah Barat – Timur dan menghasilkan suatu sistem sesar naik, dimulai dari Selatan (Ciletuh) bergerak ke Utara. Pola sesar ini sesuai dengan sistem sesar naik belakang busur.

### 3. Tektonik Terakhir

Fase tektonik akhir yang terjadi adalah pada Pliosen – Pleistosen, dimana terjadi proses kompresi kembali dan membentuk perangkap-perangkap struktur berupa sesar-sesar naik di jalur Selatan Cekungan Jawa Barat Utara. Sesar-sesar naik yang terbentuk adalah sesar naik Pasir dan sesar naik Subang, sedangkan di jalur Utara Cekungan Jawa Barat Utara terbentuk sesar turun berupa sesar turun Pamanukan. Akibat adanya perangkap struktur tersebut terjadi kembali proses migrasi hidrokarbon.

Pada endapan (Miosen Awal-Pleistosen) diendapkan secara selaras batu gamping Formasi Baturaja ekuivalen dan batu pasir. Pengendapan selanjutnya berupa endapan laut dangkal Formasi Cibulakan Atas dan Foramsi Parigi. Pengendapan terakhir ialah Formasi Cisubuh yang berada dibawah endapan aluvial yang terjadi hari ini.





Gambar 2.3 Sayatan melintang fisiografi cekungan dan busur gunung api Jawa Barat (Pertamina, 1996)

### 2.1.3 Stratigrafi Regional

Stratigrafi umum Jawa Barat Utara berturut – turut dari tua ke muda adalah sebagai berikut:

#### 1. Batuan Dasar

Batuan dasar adalah batuan beku andesitik dan basaltik yang berumur Kapur dan batuan metamorf yang berumur Pra Tersier (Sinclair, 1995). Lingkungan pengendapannya merupakan suatu permukaan dengan sisa vegetasi tropis yang lapuk (Koesoemadinata, 1980).

#### 2. Formasi Jatibarang

Formasi ini dijumpai di bagian tengah dan Timur dari Cekungan Jawa Barat Utara. Pada bagian Barat cekungan ini kenampakan Formasi Jatibarang tidak banyak (sangat tipis) dijumpai. Formasi ini terdiri dari tufa, breksi, aglomerat, dan konglomerat alas. Formasi ini diendapkan pada fasies fluvial. Umur formasi ini adalah dari Kala Eosen Akhir sampai Oligosen Awal. Pada beberapa tempat di Formasi ini ditemukan minyak dan gas pada rekahan-rekahan tuff (Budiyani, dkk, 1991).

### 3. Formasi Talang Akar

Formasi Talang Akar secara tidak selaras di atas Formasi Jatibarang. Pada awalnya berfasies *fluvio-deltaic* sampai fasies marine. Litologi formasi ini diawali oleh perselingan sedimen batu pasir dengan serpih non marine dan diakhiri oleh perselingan antara batu gamping, serpih, dan batu pasir dalam fasies marine. Formasi ini diperkirakan berkembang cukup baik di daerah Sukamandi dan sekitarnya. Adapun terendapkannya formasi ini terjadi dari Kala Oligosen sampai dengan Miosen Awal.

### 4. Formasi Baturaja

Formasi ini terendapkan secara selaras di atas Formasi Talang Akar. Pengendapan Formasi Baturaja yang terdiri dari batu gamping, baik yang berupa paparan maupun yang berkembang sebagai reef *buildup* yang secara regional menutupi seluruh sedimen klastik Formasi Talang Akar di Cekungan Jawa Barat Utara. Perkembangan batu gamping terumbu umumnya dijumpai pada daerah tinggian. Namun, sekarang diketahui sebagai daerah dalaman. Formasi ini terbentuk pada Kala Miosen Awal – Miosen Tengah. Lingkungan pembentukan formasi ini adalah pada kondisi laut dangkal, air cukup jernih, sinar matahari ada (terutama dari melimpahnya foraminifera *Spiroclypens Sp*).

### 5. Formasi Cibulakan Atas

Formasi ini terdiri dari perselingan antara serpih dengan batu pasir dan batu gamping. Batu gamping pada satuan ini umumnya merupakan batu gamping klastik serta batu gamping terumbu yang berkembang secara setempat – setempat. Formasi ini diendapkan pada Kala Miosen Awal-Miosen Akhir. Formasi ini terbagi menjadi 3 Anggota, yaitu:

#### a) *Massive*

Anggota ini terendapkan secara tidak selaras di atas Formasi Baturaja. Litologi anggota ini adalah perselingan batu lempung dengan batu pasir yang mempunyai ukuran butir dari halus – sedang. Pada massive ini dijumpai kandungan hidrokarbon, terutama pada bagian atas. Selain itu terdapat fosil foraminifera planktonik seperti *Globigerina trilobus*, foraminifera

bentonik seperti *Amphistegina* (Arpandi dan Patmosukismo, 1975).

#### b) *Main*

Anggota ini terendapkan secara selaras diatas Anggota Massive. Litologi penyusunnya adalah batu lempung berselingan dengan batu pasir yang mempunyai ukuran butir halus – sedang. Pada awal pembentukannya berkembang batu gamping dan pasir, dimana pada bagian ini anggota *main* terbagi lagi yang disebut dengan *Mid Main Carbonat* (Budiyani dkk,1991).

#### c) Pre Parigi

Anggota Pre Parigi terendapkan secara selaras diatas anggota *main*. Litologinya adalah perselingan batu gamping, dolomit, batu pasir dan batu lanau. Anggota ini terbentuk pada Kala Miosen Tengah – Miosen Akhir dan diendapkan pada lingkungan laut tengah hingga laut dalam (Arpandi & Patmosukismo, 1975) dengan dijumpainya fauna – fauna laut dangkal dan juga kandungan batu pasir.

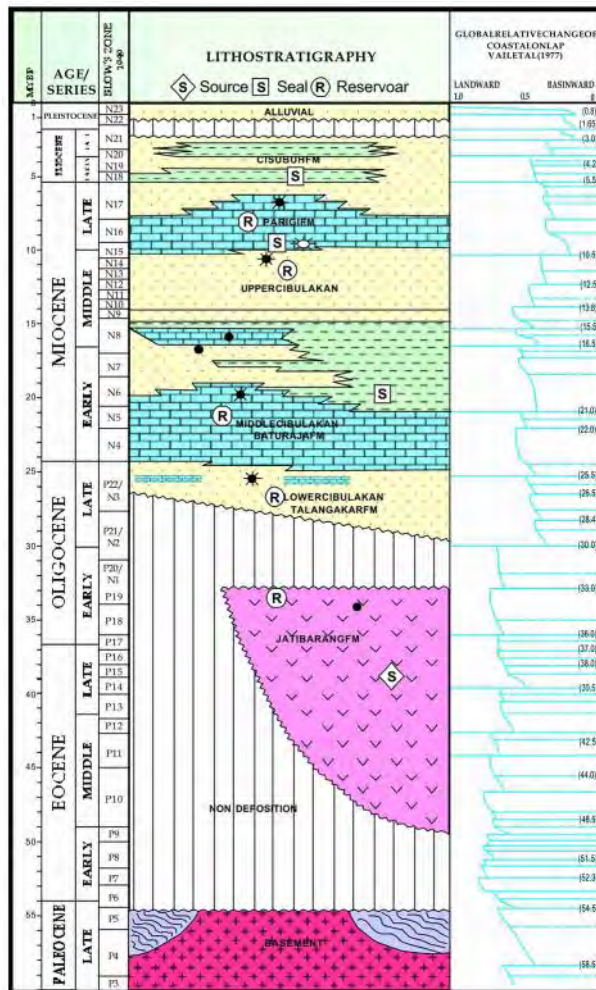
### 6. Formasi Parigi

Formasi ini terendapkan secara selaras di atas Formasi Cibulakan Atas. Litologi penyusunnya sebagian besar adalah batu gamping klastik maupun batu gamping terumbu. Pengendapan batu gamping ini melampar ke seluruh Cekungan Jawa Barat Utara. Lingkungan pengendapan formasi ini adalah laut dangkal – neritik tengah (Arpandi & Patmosukismo, 1975). Batas bawah Formasi Parigi ditandai dengan perubahan berangsur dari batuan fasies campuran klastika karbonat Formasi Cibulakan Atas menjadi batuan karbonat Formasi Parigi. Formasi ini diendapkan pada Kala Miosen Akhir – Pliosen.

### 7. Formasi Cisubuh

Formasi ini terendapkan secara selaras di atas Formasi Parigi. Litologi penyusunnya adalah batu lempung berselingan dengan batu pasir dan serpih gampingan. Umur formasi ini adalah dari Kala Miosen Akhir sampai Pliosen – Pleistosen. Formasi diendapkan pada lingkungan laut dangkal yang semakin ke atas

menjadi lingkungan litoral – paralik (Arpandi & Patmosukismo, 1975).



Tabel 2.1 Stratigrafi Cekungan Jawa Barat Utara (Pertamina, 1996)

### **2.1.4 Sedimentasi Cekungan**

Periode awal sedimentasi di Cekungan Jawa Barat Utara dimulai pada kala Eosen Tengah – Oligosen Awal (fase transgresi) yang menghasilkan sedimentasi vulkanik darat – laut dangkal dari Formasi Jatibarang. Pada saat itu aktivitas vulkanisme meningkat. Hal ini berhubungan dengan interaksi antar lempeng di sebelah Selatan Pulau Jawa, akibatnya daerah-daerah yang masih labil sering mengalami aktivitas tektonik. Material-material vulkanik dari arah Timur mulai diendapkan.

Periode selanjutnya merupakan fase transgresi yang berlangsung pada kala Oligosen Akhir – Miosen Awal yang menghasilkan sedimen transgresif transisi – deltaik hingga laut dangkal yang setara dengan Formasi Talang Akar pada awal permulaan periode. Daerah cekungan terdiri dari dua lingkungan yang berbeda yaitu bagian Barat paralik sedangkan bagian Timur merupakan laut dangkal. Selanjutnya aktivitas vulkanik semakin berkurang sehingga daerah-daerah menjadi cukup stabil. Kemudian air laut menggenangi daratan yang berlangsung pada kala Miosen Awal mulai dari bagian Barat Laut terus ke arah Tenggara menggenangi beberapa tinggian kecuali tinggian Tangerang. Dari tinggian-tinggian ini sedimen-sedimen klastik yang dihasilkan setara dengan formasi Talang Akar.

Pada Akhir Miosen Awal daerah cekungan relative stabil, dan daerah Pamanukan sebelah Barat merupakan platform yang dangkal, dimana karbonat berkembang baik sehingga membentuk setara dengan formasi Baturaja, sedangkan bagian Timur merupakan dasar yang lebih dalam. Pada kala Miosen Tengah yang merupakan fase regresi, Cekungan Jawa Barat Utara diendapkan sedimen – sedimen laut dangkal dari formasi Cibulakan Atas. Sumber sedimen yang utama dari formasi Cibulakan Atas diperkirakan berasal dari arah Utara – Barat Laut. Pada akhir Miosen Tengah kembali menjauhi kawasan yang stabil, batu gamping berkembang dengan baik. Perkembangan yang baik ini dikarenakan aktivitas tektonik yang sangat lemah dan lingkungan berupa laut dangkal. Kala Miosen Akhir – Pliosen

(fase regresi) merupakan fase pembentukan Formasi Parigi dan Cisubuh. Kondisi daerah cekungan mengalami sedikit perubahan dimana kondisi laut semakin berkurang masuk kedalam lingkungan paralik.

Pada Kala Pleistosen – Aluvium ditandai pengangkatan sumbu utama Jawa. Pengangkatan ini juga diikuti oleh aktivitas vulkanisme yang meningkat dan juga diikuti pembentukan struktur utama Pulau Jawa. Pengangkatan sumbu utama Jawa tersebut berakhir secara tiba-tiba sehingga mempengaruhi kondisi laut. Butiran-butiran kasar diendapkan secara tidak selaras diatas Formasi Cisubuh.

## **2.1.5 Sistem Petroleum**

### **1. Batuan Induk**

Terdiri atas batuan dari bagian atas Formasi Jatibarang, Anggota Cibulakan Bawah (Formasi Talang Akar), Anggota Cibulakan Tengah (Formasi Baturaja). Formasi Baturaja juga dapat bertindak sebagai batuan induk mengingat kandungan material organik yang cukup, meskipun nilai HI rendah. Hal ini juga didukung oleh Napitulu dkk (1997) yang menyebutkan adanya minyak dari karbonat.

### **2. Batuan Reservoir**

Berupa batu pasir tufa – vulkanik Formasi Jatibarang, batu pasir delta Anggota Cibulakan Bawah (Formasi Talang Akar) dan batu pasir delta Anggota Cibulakan Atas. Batu gamping Formasi Baturaja, Formasi Gumai, dan Formasi Parigi ditemukan di dalam dua sumur pemboran di daerah Jatibarang.

### **3. Perangkap**

Terdiri dari perangkap struktur berupa antiklin, sesar-antiklin, dan sesar. Juga didapati perangkap stratigrafi, yaitu berupa perubahan fasies dan batu gamping, ketidakselarasan dan pembajian.

### **4. Batuan Penyekat**

Terdiri dari serpih Formasi Gumai dan Formasi Air Benakat, dan batu lempung Formasi Cisubuh.

***“Halaman ini sengaja dikosongkan”***

## **BAB III**

### **TINJAUAN PUSTAKA**

#### **3.1 Data Log**

Data log membantu menentukan karakteristik fisik dari batuan, seperti; litologi, porositas dan permeabilitas. Data log digunakan untuk mengidentifikasi zona produktif, menentukan kedalaman dan ketebalan zona tersebut, untuk membedakan antara minyak, gas atau air dalam sebuah reservoir dan untuk mengestimasi cadangan hidrokarbon.

Dua parameter utama yang ditentukan dari pengukuran log pada sebuah sumur adalah porositas dan ruang pori yang terisi hidrokarbon. Parameter yang digunakan dalam interpretasi log ditentukan secara langsung dan secara tidak langsung, pengukurannya dilakukan oleh satu dari tiga tipe yang umum digunakan dalam logging: (1) *electrical*, (2) *nuclear* dan (3) *acoustic* atau sonik. Penamaan tersebut berdasarkan pada sumber yang digunakan dalam pengukuran. Sumber yang berbeda akan menghasilkan log yang terdiri dari satu atau lebih kurva yang berhubungan dengan beberapa parameter di dalam batuan di sekitar lubang bor (Harsono, 1994).

Respon log dipengaruhi oleh beberapa parameter penting pada batuan:

- Porositas
- Litologi
- Saturasi Fluida
- Resistivitas

##### **3.1.1 Porositas**

Porositas didefinisikan sebagai rasio antara ruang pori pada batuan dengan volume total batuan. Biasanya diekspresikan dalam satuan atau dalam persen. Porositas diukur dengan menggunakan sonik, *density* dan neutron. Porositas direpresentasikan dalam bentuk simbol  $\phi$  atau “PHI” dengan ditambahkan awalan atau akhiran yang menunjukkan tipe



porositas tertentu. Misalnya, DPHI atau PHID untuk density porosity. Ada tiga jenis porositas dalam log, yaitu *sonic porosity*, *density porosity* dan *neutron-density porosity*. Penentuan nilai porositas pada lapisan reservoir menggunakan gabungan nilai dari dua kurva yaitu porositas densitas ( $w_D$ ) yang merupakan hasil perhitungan dari kurva RHOB dan porositas neutron ( $w_N$ ) yang dibaca dari kurva NPHI. Kurva RHOB yang mengukur berat jenis matriks batuan biasanya dikalibrasikan pada berat jenis matriks batuan (batu gamping = 2,41 dan batu pasir = 2,65) serta diukur pada tempat pengeboran (Adi Harsono, 1997). Melalui rumus dibawah ini dapat ditentukan nilai porositas suatu batuan:

$$w_D = \frac{...ma - ...b}{...ma - ...f} \dots\dots\dots (2.1)$$

Dimana:  $w_D$  : Porositas densitas  
 $...ma$  : Densitas matriks batuan, batu pasir 2,65; batu gamping 2,41  
 $...b$  : Densitas bulk batuan, pembacaan RHOB  
 $...f$  : Densitas lumpur pemboran, pembacaan header log

Pendekatan nilai porositas batuan dilakukan antara nilai porositas densitas dan porositas neutron dengan menggunakan persamaan:

$$w_{DN} = \sqrt{\frac{w_D^2 + w_N^2}{2}} \dots\dots\dots (2.2)$$

Dimana:  $w_D$  : Porositas densitas  
 $w_N$  : Porositas neutron  
 $w_{DN}$  : Porositas densitas neutron

### 3.1.2 Litologi

Litologi menggambarkan bagian padat pada batuan. Pada konteks interpretasi sumur log, litologi dapat menjadi

penggambaran sederhana (*sandstone*, *limestone* atau *dolomite*), atau diberikan oleh kombinasi dari beberapa mineralogi utama. Litologi sangat penting dalam interpretasi log sumur karena informasi litologi formasi mempunyai pengaruh pada respon log porositas.

### 3.1.3 Saturasi Fluida

Saturasi fluida adalah persentase dari ruang pori pada batuan yang terisi fluida tertentu (gas, minyak atau air). Saturasi fluida biasanya dinyatakan dalam saturasi air ( $S_w$ ). Saturasi air secara umum berupa persen. Saturasi hidrokarbon merupakan konsep penting dalam interpretasi log karena saturasi hidrokarbon ditentukan dari pengurangan terhadap besarnya saturasi air. Saturasi *irreducible* adalah saturasi air, dimana semua air masuk ke dalam matrik batuan. Tujuan menentukan saturasi air untuk menentukan zona yang mengandung hidrokarbon. Jika saturasi air bernilai 1 maka batuan terisi penuh dengan air tetapi jika pori – pori batuan mengandung fluida hidrokarbon maka nilai  $S_w$  akan kurang dari 1 (Adi Harsono, 1997). Salah satu metode dalam menentukan nilai saturasi air adalah metode Archie yaitu:

$$S_w = \sqrt{\frac{F \times R_w}{R_t}} \dots\dots\dots (2.3)$$

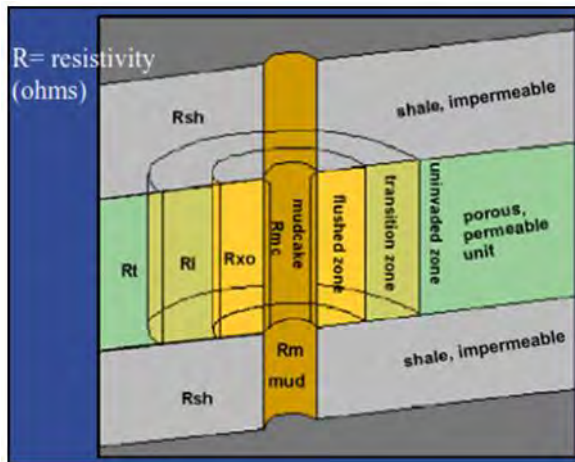
Dimana:  $S_w$  : Saturasi air formasi  
 $F$  : Faktor formasi  
 $R_w$  : Resistivitas air formasi  
 $R_t$  : Resistivitas formasi, dibaca dari kurva resistivitas

### 3.1.4 Resistivitas

Resistivitas adalah kemampuan batuan untuk menghambat aliran arus listrik. Secara umum, matrik batuan dan hidrokarbon (gas dan minyak) dalam pori batuan adalah sangat resistif. Resistivitas formasi tergantung pada jumlah dan salinitas

air yang terdapat pada formasi. Resistivitas formasi tergantung pada jumlah dan salinitas air yang terdapat pada formasi dan kompleksitas sambungan pori yang mampu mengalirkan aliran listrik. Resistivitas diukur dalam ohm-meter. Resistivitas direpresentasikan dengan simbol  $R$ , biasanya dengan tambahan huruf kecil yang mengindikasikan tipe resistivitas tertentu. Misalnya,  $R_w$  untuk resistivitas air atau  $R_f$  untuk resistivitas sesungguhnya.

### 3.1.4 Lingkungan Lubang Bor



Gambar 3.1 Lingkungan dan zona pada lubang bor

Ketika lumpur bor masuk ke dalam formasi, maka lumpur akan memindahkan gas, minyak atau air yang ada, dan konsekuensinya akan mempengaruhi pengukuran logging. Invasi pada formasi oleh filtrasi lumpur bor menghasilkan tiga zona di sekitar lubang bor, *invaded zone/flush zone*, *transition zone*, dan *undisturbed zone*.

- ✓ Pada *flushed zone*, air formasi seluruhnya digantikan oleh filtrasi lumpur, dan kemungkinan hidrokarbon yang

tergantikan mencapai 95%, merupakan zona yang terkontaminasi oleh air lumpur.

- ✓ Pada *transition zone*, fluida formasi hanya sebagian saja yang tergantikan, merupakan zona transisi antara *flushed zone* dan *undisturb zone*.
- ✓ Pada *undisturb zone*, pori tidak terkontaminasi dengan filtrasi lumpur dan formasi tersaturasi dengan fluida yang terdapat pada formasi.

Untuk mengetahui apakah terdapat lapisan permeabel dapat diketahui dari harga kaliper, bila kaliper menunjukkan diameter lubang bor mengecil maka dapat dikatakan bahwa pada lubang sumur terdapat lapisan permeabel. Pada saat lumpur diinjeksikan ke lubang bor maka air lumpur akan masuk ke dalam lapisan permeabel, sehingga terbentuk kerak lumpur/*mudcake* pada dinding sumur, dan kaliper membaca bahwa diameter lubang bor mengecil, akibat dari adanya *mudcake* tersebut. Resistivitas pada *invaded zone* diukur dengan menggunakan Log resistivitas RMLL, pada *transition zone* diukur dengan menggunakan RS sedangkan pada *undisturb zone* resistivitas formasi ( $R_i$ ) diukur dengan menggunakan RD (Harsono, 1997).

## **3.2. Identifikasi Zona Reservoir**

### **3.2.1 GR (Gamma Ray) Log**

Keberadaan reservoir ditandai dengan nilai GR yang rendah. Nilai GR yang rendah menandakan terdapat lapisan permeabel. Log GR merekam radioaktivitas alami bumi. Radioaktivitas GR berasal dari tiga unsur radioaktif yang ada dalam batuan, yaitu Uranium-U, Thorium-Th dan Potasium-K yang secara kontinu memancarkan GR dalam bentuk pulsa-pulsa energi radiasi tinggi. Parameter yang direkam adalah jumlah dari pulsa yang tercatat per satuan waktu (sering disebut cacah GR). Log GR diskala dalam satuan API (GAPI). Satu GAPI = 1/200 dari tanggapan yang didapat dari kalibrasi standar suatu formasi tiruan yang berisi Uranium, Thorium dan Potasium dengan kuantitas

yang diketahui dengan tepat dan diawasi oleh American Petroleum Institute (API) di Houston, Texas.

Tingkat radiasi serpih lebih tinggi dibandingkan batuan lain karena unsur-unsur radioaktif cenderung mengendap di lapisan serpih. Log GR biasanya ditampilkan pada kolom pertama dengan kurva SP dan Caliper. Biasanya diskala dari kiri ke kanan dalam 0 – 100 atau 0 – 150 GAPI. Gamma Ray Log digunakan untuk mengetahui besarnya kandungan *clay* ( $V_{clay}$ ) pada batuan sehingga dapat ditentukan batuan reservoirnya. Prinsip kerja dari GR Log adalah mengukur besarnya kandungan unsur radioaktif pada suatu batuan. Batuan yang mengandung unsur radioaktif banyak terdapat pada lapisan *shale/clay*. Makin besar pembacaan GR pada log mengindikasikan banyak kandungan radioaktif. Analisis secara kualitatif dapat dilakukan dengan melihat kurva GR yaitu dengan mencari lapisan yang permeabel dan lapisan yang tidak permeabel. Log GR dapat digunakan untuk memperkuat kurva SP sehingga dapat diketahui keberadaan dari batuan reservoir. Pada log gamma ray dapat ditentukan kandungan seberapa besar lapisan shale. Perhitungan volume shale ini diperoleh dari log gamma ray yang terbaca menggunakan persamaan:

$$V_{sh} = \frac{GR_{log} - GR_{min}}{GR_{max} - GR_{min}} \dots\dots\dots (2.4)$$

Dimana:  $GR_{log}$  : Nilai gamma ray yang terbaca  
 $GR_{min}$  : Nilai gamma ray minimum  
 $GR_{max}$  : Nilai gamma ray maksimum  
 $V_{sh}$  : Volume shale

### 3.2.2 Log Sonic (DT)

*Log sonic* merupakan log radioaktif yang menggambarkan waktu tempuh kecepatan suara yang kemudian dipantulkan kembali dan direkam oleh *receiver*. Waktu yang diperlukan gelombang suara untuk sampai ke *receiver* disebut *transit time*

(  $t$  ). Besar kecilnya  $t$  yang melalui formasi bergantung pada besar dan jenis porositas serta kandungan fluidanya.

Prinsip kerja dari Log Sonik adalah mengukur cepat rambat gelombang yang menjalar pada suatu material. Karena kerapatannya, maka cepat rambat gelombang pada material padat akan lebih cepat daripada cepat rambat gelombang pada material berongga. Demikian juga jika suatu reservoir berisi gas, maka cepat rambat gelombang akan mengalami suatu perlambatan. Oleh karenanya sonik dapat digunakan untuk identifikasi reservoir.

### **3.2.3 Log Neutron Porosity (NPHI)**

Pengukuran *log neutron porosity* pada evaluasi formasi ditujukan untuk mengukur indeks hidrogen yang terdapat pada formasi batuan. Indeks hidrogen didefinisikan sebagai rasio dari konsentrasi atom hidrogen setiap sentimeter kubik batuan terhadap kandungan air murni pada suhu 75° F.

Jadi *log neutron porosity* tidak mengukur porositas sesungguhnya dari batuan, melainkan kandungan hidrogen yang terdapat pada pori-pori batuan. Secara sederhana, semakin berpori batuan maka semakin banyak kandungan hidrogen dan semakin tinggi indeks hidrogennya. Sebagai contoh *shale* yang banyak mengandung hidrogen dapat ditafsirkan memiliki porositas yang tinggi.

### **3.2.4 Log Density (RHOB)**

*Log density* digunakan untuk mengukur densitas batuan disepanjang lubang bor. Densitas yang diukur adalah densitas keseluruhan dari matriks batuan dan fluida yang terdapat pada pori. Prinsip kerja alatnya adalah dengan emisi sumber radioaktif. Alat memancarkan sinar gamma ray sehingga sinar ini bertindak sebagai foton yang menumbuk elektron pada batuan. Maka terjadilah peristiwa efek Chompton dan fotolistrik. Semakin kompak batuan maka semakin banyak elektron yang terhambur akibat benturan dengan foton. Elektron yang terhambur inilah yang tercatat oleh alat detektor.

### 3.2.5 Log Resistivity

Resistivitas dari formasi adalah salah satu parameter utama yang diperlukan untuk menentukan saturasi hidrokarbon. Arus listrik dapat mengalir di dalam formasi batuan disebabkan konduktivitas dari air yang dikandungnya. Batuan kering dan hidrokarbon merupakan insulator yang baik kecuali beberapa jenis mineral seperti *graphite* dan sulfida besi. Resistivitas formasi diukur dengan cara mengirim arus langsung ke formasi, seperti alat lateralog, atau menginduksikan arus listrik kedalam formasi seperti alat induksi. Dari nilai resistivitas dapat ditentukan suatu faktor resistivitas formasi dengan melibatkan parameter – parameter yang digunakan berdasarkan rumus Archie yaitu:

$$F = \frac{a}{W^m} \dots\dots\dots (2.5)$$

Dimana:  $F$  : Faktor resistivitas formasi  
 $a$  : Koefisien litologi (batu gamping = 1 dan batu pasir = 0,65)  
 $W$  : Porositas densitas neutron  
 $m$  : Faktor sementasi (batu gamping = 2 dan batu pasir = 2,15)

### 3.2.6 Kaliper

Log ini merupakan log penunjang keterangan, log ini digunakan untuk mengetahui perubahan diameter dari lubang bor yang bervariasi akibat adanya berbagai jenis batuan yang ditembus mata bor. Pada lapisan *shale* atau *clay* yang permeabilitasnya hampir mendekati nol, tidak terjadi kerak lumpur sehingga terjadi keruntuhan dinding sumur bor (*washed out*) sehingga dinding sumur bor mengalami perbesaran diameter. Sedangkan pada lapisan permeabel terjadi pengecilan lubang sumur bor karena terjadi endapan lumpur pada dindingnya yang disebut kerak lumpur (*mud cake*). Pada dinding sumur yang tidak mengalami proses penebalan dinding sumur, diameter lubang bor akan tetap.

Log ini berguna untuk mencari ada atau tidaknya lapisan permeabel.

### 3.3. Seismik Refleksi

#### 3.3.1. Seismik

Salah satu metode seismik yang digunakan dalam pencarian hidrokarbon adalah seismik refleksi. Seismik refleksi bekerja dengan cara memanfaatkan gelombang pantul dari batas – batas tiap lapisan batuan bawah permukaan. Data yang digunakan dari gelombang pantul ini adalah data waktu datang dan data kecepatan rambat gelombang. Hukum yang digunakan adalah Hukum Snellius yang mengatakan bahwa sudut pantul gelombang datang sama dengan sudut gelombang pantul.

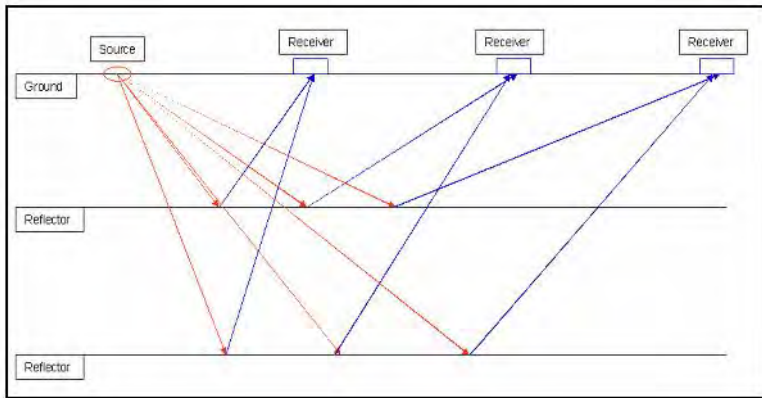
Energi seismik yang menjalar kedalam bumi akan mengalami tiga bentuk hal yakni:

- a. *Devergensi spherical* yaitu dimana kekuatan gelombang menurun sebanding dengan jarak akibat adanya *spreading geometris*. Besar pengurangan energi ini berbanding terbalik dengan kuadrat jarak penjalaran gelombang.
- b. Absorpsi yaitu energi berkurang karena terserap oleh massa batuan. Besar energi yang terserap ini sebanding dengan meningkatnya frekuensi.

Sumber yang diledakkan di permukaan akan menghasilkan gelombang akustik yang menjalar kesegala arah. Gelombang yang menjalar ke dalam bumi akan melewati batuan-batuan di dalamnya dan kemudian terpantulkan lagi ke permukaan dan terekam oleh *receiver*.

Gelombang tersebut membawa semua informasi yang menggambarkan kondisi bawah permukaan. Kemudian hasil rekaman tersebut akan diproses untuk mendapatkan hasil sesuai yang diinginkan. Selama *processing* data, ada banyak tahap yang dilakukan seperti *stacking*, *deconvolution*, *migration*, dan *amplitude balancing*. Tiap-tiap langkah tersebut mempunyai tujuan berbeda dan tentu saja hasil yang berbeda tergantung tujuan yang diinginkan.





Gambar 3.2. Gelombang yang dihasilkan oleh sumber akan menjalar ke segala arah. Gelombang yang terekam oleh *receiver* dapat memberikan gambaran bawah permukaan.

### 3.3.2. Impedansi Akustik (AI)

Impedansi Akustik (AI) yaitu ekstraksi dari densitas dan kecepatan batuan yang besarnya biasanya dipengaruhi oleh tipe litologi, porositas, kandungan fluida, kedalaman, tekanan dan temperatur. Oleh karena itu AI dapat digunakan sebagai indikator litologi, porositas, jenis hidrokarbon, dan karakterisasi reservoir. AI dirumuskan sebagai:

$$AI = \rho \cdot \epsilon \dots\dots\dots (3.1)$$

dimana:

$AI$  = Impedansi akustik (m/s)(kg/m<sup>3</sup>)

$\rho$  = Densitas (kg/m<sup>3</sup>)

$\epsilon$  = Kecepatan gelombang seismik (m/s<sup>1</sup>)

Dalam mengontrol harga AI, kecepatan mempunyai arti lebih penting daripada densitas. Sebagai contoh, porositas atau

material pengisi pori batuan (air, minyak, gas) lebih mempengaruhi harga kecepatan daripada densitas.

Semakin keras dan sukar dimampatkan suatu batuan maka AI semakin besar, seperti batu gamping. Granit yang keras memiliki AI yang lebih tinggi, sedangkan batuan yang lunak dan lebih mudah dimampatkan seperti lempung mempunyai AI rendah.

Model satu dimensi yang paling sederhana dan paling sering digunakan untuk *trace* seismik adalah model konvolusional, yang menyatakan bahwa *trace* seismik merupakan konvolusi antara reflektivitas bumi dengan suatu fungsi sumber seismik ideal (*wavelet*) dengan tambahan komponen *noise*.

$$S_t = W_t * KR_t + n_t \dots\dots\dots(3.2)$$

dimana:  $S_t$  = *Trace* seismik  
 $W_t$  = *Wavelet* seismik  
 $KR_t$  = Reflektivitas bumi  
 $n_t$  = Bising (*noise*)

Bila disimplifikasi dimana komponen *noise* sama dengan nol maka:

$$S_t = W_t * KR_t \dots\dots\dots(3.3)$$

Pada saat gelombang seismik melalui dua media dengan nilai impedansi akustik berbeda maka sebagian energinya akan dipantulkan. Perbandingan antara energi yang dipantulkan dengan energi datang pada keadaan normal adalah:

$$KR = \frac{E(\text{pantul})}{E(\text{datang})} \dots\dots\dots(3.4)$$

$$KR = \frac{(AI_2 - AI_1)}{(AI_2 + AI_1)} \dots\dots\dots(3.5)$$

dimana:

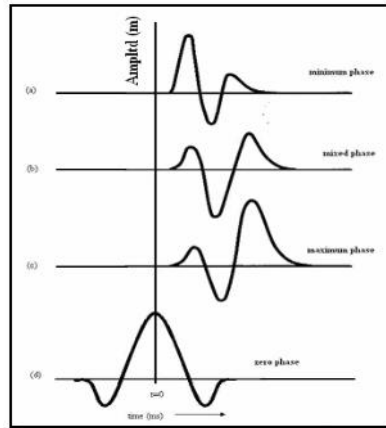
$E$	= Energi
$KR$	= Koefisien refleksi
$AI_1$	= Impedansi akustik lapisan atas
$AI_2$	= Impedansi akustik lapisan bawah

Deret koefisien refleksi sebagai variasi kontras AI dikonvolusikan dengan *wavelet* ditambah dengan *noise* menghasilkan *trace* seismik. Besar amplitudo pada *trace* seismik mewakili harga kontras AI. Semakin besar amplitudonya maka semakin besar pula refleksi dan kontras AI-nya.

### 3.3.3. *Wavelet*

*Wavelet* merupakan sinyal *transient* yang mempunyai interval waktu dan amplitudo yang terbatas. Ledakan sumber gelombang menggambarkan suatu *wavelet*, karena saat ledakan terjadi ( $t=0$ ), energi yang dibebaskan cukup besar dan dalam selang waktu tertentu energi tersebut akan habis.

Ada empat jenis *wavelet* yang umum diketahui (Gambar 2.6) yaitu, *wavelet* fase nol (*zero phase*), fase minimum (*minimum phase*), fase maksimum (*maximum phase*) dan fase campuran (*mixed phase*). Dalam eksplorasi seismik *wavelet* yang biasa dipakai adalah *zero phase* dan *minimum phase* (Russel, 1991). Tipe-tipe *wavelet* tersebut mempunyai letak konsentrasi energi yang berbeda-beda. *Wavelet* yang berfase nol (*zero phase wavelet*) mempunyai konsentrasi maksimum di tengah dan waktu tunda nol sehingga *wavelet* ini mempunyai resolusi yang maksimum. *Wavelet* berfase nol (disebut juga *wavelet* simetris) merupakan *wavelet* yang lebih baik dari semua jenis *wavelet* yang mempunyai spektrum amplitudo yang sama. *Wavelet* berfase minimum memiliki waktu tunda terkecil dari energinya. *Wavelet* berfase maksimum (*maximum phase wavelet*) memiliki energi yang terpusat secara maksimal di bagian akhir dari *wavelet* tersebut.

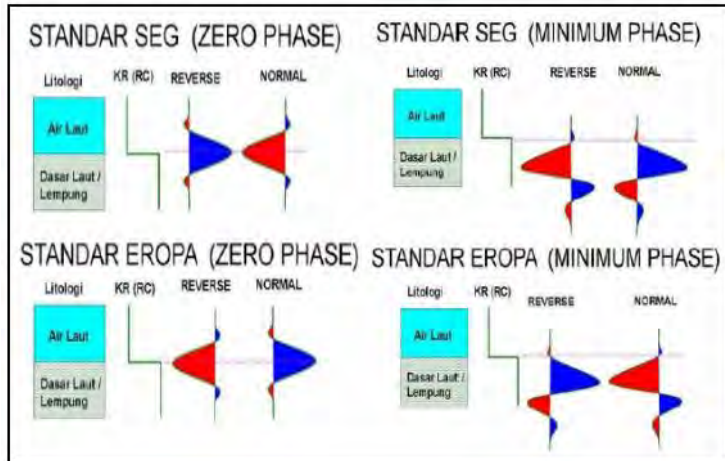


Gambar 3.3. Jenis-jenis *wavelet*

### 3.3.4. Amplitudo dan Polaritas

Sinyal pantul terjadi karena adanya pulsa seismik yang masuk ke dalam medium yang mempunyai impedansi berbeda. Sinyal pantulan tersebut pada sepanjang lintasan seismik menunjukkan perubahan besar amplitudo dari satu CDP ke CDP berikutnya. Selain perubahan amplitudo, sinyal pantul tersebut juga akan mengalami perubahan waktu rambat. Hal ini akan menyangkut adanya perubahan kedalaman dan kecepatan lapisan pemantul. Jika perubahan amplitudo sepanjang lintasan terjadi secara tiba-tiba, kemungkinan besar gejala tersebut diakibatkan oleh sesar, tetapi bila perubahan tersebut terjadi secara gradual sampai hilang sama sekali, kemungkinan telah terjadi perubahan litologi.

Perubahan amplitudo dan polaritas terkadang juga memberikan informasi penting mengenai keberadaan batuan – batuan reservoir yang potensial, seperti litologi, porositas, dan kandungan zat cair (fluida). Polaritas dalam seismik mempunyai dua tipe, yaitu polaritas SEG dan polaritas Eropa. Kedua polaritas ini saling berkebalikan.



Gambar 3.4. Polaritas SEG dan polaritas Eropa (normal dan *reverse*)

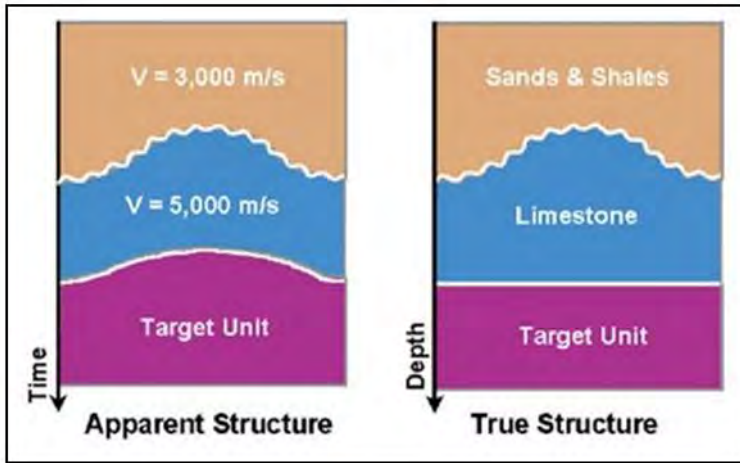
### 3.3.5. Well Seismik Tie

*Well seismic tie* adalah proses pengikatan data sumur terhadap data seismik. Data sumur yang diperlukan untuk *well seismic* adalah sonik (DT), densitas (RHOB), dan *checkshot*. Data seismik umumnya berada dalam domain waktu dan data log berada pada domain kedalaman sehingga perlu dilakukan pengikatan. Langkah yang dibutuhkan adalah konversi data kedalaman ke domain waktu. Untuk konversi ini diperlukan data sonik log atau *checkshot*.

### 3.3.6. Conversion Time to Depth

Konversi data seismik ataupun peta struktur dari domain waktu menjadi domain kedalaman merupakan hal yang sangat penting didalam dunia eksplorasi migas. Pengambilan keputusan untuk program pengeboran didalam domain waktu merupakan hal yang sangat membahayakan. Karena seringkali interpretasi didalam domain waktu akan menghasilkan penafsiran yang menyesatkan terutama pada zona di bawah kecepatan tinggi seperti sub-salt ataupun sub-carbonate. Dibawah zona ini, akan diperoleh

*pull up velocity anomaly* atau antiklin semu padahal pada keadaan sesungguhnya hanyalah datar-datar saja atau bahkan sinklin, seperti yang terlihat pada sketsa dibawah ini:



Gambar 3.5. Gambaran perbedaan struktur akibat perbedaan domain waktu dan kedalaman (Edward, 2005)

Sebaliknya, pada zona dibawah kecepatan rendah seperti *water bottom* dengan kemiringan yang tajam atau fluktuatif (*canyon*), *loose material overburden* atau *rapid sedimentation*, dibawah *detached listric normal faults* dan *shale diapir* akan diperoleh *push down velocity anomaly* atau sinklin semu, padahal pada keadaan sesungguhnya adalah antiklin.

Metoda yang dipakai dalam penentuan konversi *time* ke *depth* adalah hubungan antara waktu terhadap kedalaman. Hubungan ini akan memberikan nilai kecepatan yang nantinya dapat dimodelkan sehingga dengan model kecepatan ini kita dapat mengkonversi horizon dalam *time* ke *depth*. Beberapa rumus kecepatan yang ada antara lain:

1.  $V = V_0 = V_{int}$
2.  $V = V_0 + kZ$

$$3. \quad V = V_o + k(Z - Z_o)$$

Dalam pemodelan kecepatan tugas akhir ini digunakan rumus kecepatan  $V = V_o = V_{int}$ .

### 3.3.7. Konsep Korelasi

Korelasi diartikan sebagai penentuan unit stratigrafi dan struktur yang mempunyai persamaan waktu, umur, dan posisi stratigrafi. Korelasi ini digunakan untuk pembuatan penampang dan peta bawah permukaan. Data yang digunakan dalam korelasi antar sumur adalah wireline log (terutama log gamma ray dan log resistivity) dan seismik. Maksud dilakukan korelasi untuk mengetahui dan merekonstruksi kondisi bawah permukaan, baik kondisi struktur maupun stratigrafi. Tujuan korelasi antar sumur adalah untuk:

- ❖ Menyusun sejarah geologi daerah penelitian.
- ❖ Manafsirkan kondisi geologi yang mempengaruhi pembentukan hidrokarbon, migrasi, dan akumulasinya pada daerah penelitian.
- ❖ Membuat penampang stratigrafi daerah penelitian dan mengetahui penyebaran lateral maupun vertikal dari zona hidrokarbon.

### 3.4. Pengertian Cadangan

Istilah cadangan mempunyai beberapa pengertian sebagai berikut (Rukmana & Kristanto, 2012):

- a. *Initial Oil in Place* (IOIP) adalah jumlah total minyak mula – mula yang terdapat di dalam suatu reservoir sebelum reservoir tersebut diproduksi. *Oil reserve* atau cadangan minyak adalah jumlah minyak yang ada dan dapat diproduksi sampai ke permukaan secara komersial.
- b. *Recoverable Reserve* (RR) adalah jumlah cadangan hidrokarbon yang dapat diperkirakan untuk diproduksi.
- c. *Ultimate Recovery* (UR) adalah jumlah hidrokarbon yang dapat diproduksi sampai batas ekonomisnya. Pada UR ini

dapat berubah sewaktu – waktu tergantung pada kelengkapan dan kemajuan teknologi yang ada.

- d. *Initial Gas in Place* (IGIP) adalah jumlah gas total mula – mula yang terdapat di dalam suatu reservoir sebelum reservoir diproduksi.
- e. *Recovery Factor* (RF) adalah angka perbandingan antara hidrokarbon yang dapat diproduksi dengan jumlah minyak mula – mula di dalam reservoir atau dengan kata lain perbandingan antara *ultimate recovery* terhadap *oil in place*. RF ini dipengaruhi oleh tingkat heterogenitas reservoir pada wilayah tersebut dan mekanisme pendorongnya.

### 3.5. Metode Perhitungan Cadangan

Terdapat beberapa metode perhitungan cadangan antara lain metode volumetrik, Monte Carlo, *material balance*, dan *decline curve*. Metode volumetrik umumnya digunakan pada tahap awal dari suatu lapangan minyak maupun gas. Prinsipnya metode ini meliputi perhitungan:

- a. Jumlah minyak dan gas ditempat dengan gabungan peta volumetris (geologi), analisa petrofisik, dan teknik reservoir.
- b. Fraksi dari minyak, gas, dan produk gabungan di tempat yang diharapkan dapat diproduksi secara komersial.

Dalam perhitungan cadangan secara volumetris perlu diketahui besarnya *initial hidrokarbon in place*, *ultimate recovery* dan *recovery factor* (Rukmana & Kristanto, 2012). Data yang dibutuhkan untuk perhitungan IOIP/IGIP secara volumetris adalah *bulk volume* reservoir ( $V_b$ ), porositas batuan ( $\phi$ ), saturasi fluida ( $S_f$ ) dan faktor volume formasi fluida. Selain data – data sifat fisik batuan ( $\phi$ ,  $S_w$ ,  $K$ ) juga diperlukan data luas reservoir serta ketebalan formasi rata – rata. Hal ini diketahui jika telah dilakukan pengeboran deliniasi untuk mengetahui batas terluar reservoir. Pada metode volumetrik, data yang menunjang dalam perhitungan



adalah porositas dan saturasi hidrokarbon. Persamaan yang digunakan dalam metode volumetrik adalah IGIP (*initial gas in place*) atau IOIP (*initial oil in place*).

- *Initial Oil in Place (IOIP)*

$$IOIP = \frac{V_b \times W \times (1 - S_w)}{Boi} \times 7758 Bbl \dots\dots\dots (3.7)$$

dimana:

- IOIP* = Oil in Place (STB, Stock Tank Barrels)
- 7758 = Faktor konversi dari acre.ft ke barrels
- $V_b$  = Volume bulk reservoir
- $W$  = Porositas sesungguhnya (%)
- $S_w$  = Saturasi air (%)
- Boi* = Oil formation volume factor (STB/bbls)

- *Initial Gas in Place (IGIP)*

$$IGIP = \frac{V_b \times W \times (1 - S_w)}{Bgi} \times 43560 SCF \dots\dots\dots (3.8)$$

dimana:

- IGIP* = Gas in place (SCF, standart cubic feet)
- 43560 = Faktor konversi dari acre.ft ke cubic.ft
- $V_b$  = Volume bulk ke reservoir (acre.ft)
- $W$  = Porositas sesungguhnya (%)
- $S_w$  = Saturasi air (%)
- Bgi* = Gas formation volume factor (SCF/cuft)

Perhitungan volume reservoir dilakukan dengan menggunakan persamaan trapezoidal atau piramida yang dipengaruhi rasio luas antara kontur satu dengan kontur yang berada di atasnya. Persamaan trapezoidal dilakukan apabila perbandingan luas area di atas dan dibawahnya lebih 0,5 sedangkan persamaan piramidal digunakan apabila perbandingan luas area diatas dan dibawahnya lebih kecil dari 0,5 (Tearpock,

1982). Perbandingan antara luas area di atas dan di bawah dikenal dengan rasio area yang dirumuskan sebagai berikut:

$$rasio = \frac{A_{n+1}}{A_n} \dots\dots\dots (3.9)$$

dimana:  $A_n$  = Luas daerah yang dilingkupi kontur n

$A_{n+1}$  = Luas daerah yang dilingkupi kontur n+1

Pendekatan metode dalam perhitungan bulk volume ( $V_b$ ) reservoir dari peta net reservoir yaitu:

#### 1. Metode Piramidal

Metode ini digunakan bila harga perbandingan antara kontur yang berurutan kurang atau sama dengan 0,5 atau  $\frac{A_{n+1}}{A_n} < 0,5$ . Dimana

persamaan yang digunakan adalah:

$$V_b = \frac{h}{3} \times [A_n + A_{(n+1)} + \sqrt{A_n \times A_{(n+1)}}] \dots\dots\dots (3.10)$$

dimana:

$V_b$  = Bulk volume ( acre.ft)

$A_n$  = Luas daerah yang dikelilingi kontur ke-n (acre)

$A_{(n+1)}$  = Luas daerah yang dikelilingi oleh kontur ke n+1

$h$  = Interval kontur reservoir (ft)

#### 2. Metode Trapezoidal

Metode ini digunakan bila harga perbandingan antara kontur yang berurutan lebih dari 0,5 atau  $\frac{A_{n+1}}{A_n} > 0,5$ . Dimana persamaan yang

digunakan adalah:

$$V_b = \frac{h}{2} \times [A_n + A_{(n+1)}] \dots\dots\dots (3.11)$$

dimana:

- $V_b$  = Bulk volume ( acre.ft)  
 $A_n$  = Luas daerah yang dikelilingi kontur ke-n (*acre*)  
 $A_{(n+1)}$  = Luas daerah yang dikelilingi oleh kontur ke n+1  
 $h$  = Interval kontur reservoir (*ft*)

## **BAB IV METODOLOGI**

Penelitian yang dilakukan berupa pengolahan data log dan data seismik 3D di ruang kerja karena seluruh data telah disediakan oleh PT. Pertamina UTC Lantai 11, Jalan Medan Merdeka Timur Nomer 1A, Jakarta Pusat. Metode yang digunakan dalam perhitungan cadangan ini adalah pengintegrasian data log dan data seismik 3D serta volume reservoir dengan cara pemetaan bawah permukaan (meliputi peta *time structure*, peta *depth structure*, dan net reservoir). Beberapa tahapan yang dilakukan antara lain:

### **4.1 Tahapan Persiapan**

Tahapan ini merupakan segala kegiatan yang dilakukan sebelum dimulainya penelitian, meliputi pengajuan proposal ke PT. Pertamina UTC serta perijinan baik di kampus maupun perusahaan.

### **4.2 Tahapan Penelitian**

#### **4.2.1 Studi Pustaka**

Studi pustaka ini dilakukan untuk mengetahui beberapa informasi dari beberapa referensi yang telah dilakukan oleh beberapa peneliti terdahulu di sekitar daerah penelitian. Studi pustaka juga dilakukan pada beberapa referensi yang mendukung penelitian ini secara keilmuan sehingga dalam pembahasannya akan ditunjang dengan latar belakang serta teori yang kuat. Studi pustaka pada daerah penelitian dilakukan secara regional dan lokal agar permasalahan – permasalahan yang ada dapat segera dirumuskan dan diselesaikan dalam bentuk laporan akhir.

#### **4.2.2 Pengumpulan Data**

Pengumpulan data dilakukan secara sistematis dengan memperhatikan aspek – aspek kegunaan dari data itu sendiri. Data yang digunakan dalam penelitian ini meliputi:

a. Data Log Sumur

Data log sumur lapangan Auri terdiri dari 3 sumur yaitu MD#1, MD#2, dan MD#3 yang terdiri dari log gamma ray, log kaliper, log ILD, log SFLU, log MSFL, log NPHI, log RHOB, dan log DT.

Tabel 4.1 Daftar log yang tersedia dari tiap sumur

Data	MD#1	MD#2	MD#3
Log GR			
Log Kaliper	-		
Log ILD			
Log SFLU	-		
Log MSFL			
Log RHOB			
Log NPHI			
Log DT			
Checkshot			
DST/UKL			-

b. Data Seismik

Data seismik yang digunakan merupakan seismik refleksi 3D dan dapat menggambarkan keadaan bawah permukaan serta sebagai pengontrol struktur konfigurasi bawah permukaan. Pengumpulan data seismik ini terdiri dari *basemap*, penampang seismik inline 1000 – 1440 dan xline 4037 – 4465.

c. Data Checkshot

Data ini berupa data kedalaman dan waktu. Data checkshot digunakan dalam pengikatan well top pada sumur serta untuk proses *time depth conversion*.

d. Data Well Report

Dalam data *well report* ini yang digunakan merupakan data *Drilling Steam Test* (DST) atau Uji Kandungan Lapisan (UKL) dan data top – top tiap formasi. Informasi top formasi yang diperlukan yaitu Formasi Parigi, Formasi Cibulakan, Formasi Baturaja, Formasi Talang Akar, dan Formasi Jatibarang.

### 4.2.3 Tahapan Analisis dan Interpretasi Data

Data yang telah terkumpul kemudian dianalisis sebagai pedoman untuk membuat pembahasan. Pengolahan data tersebut meliputi: tahapan well seismik tie, *picking* fault, *picking* horizon, korelasi, pembuatan peta *time structure*, *velocity model*, peta *depth structure*, peta net reservoir, dan perhitungan cadangan hidrokarbon.

a. **Tahapan Well Seismik Tie**

Data – data yang digunakan berupa data checkshot, data log DT, dan log RHOB. Well seismik tie dilakukan agar data sumur terikat pada data seismik. Pada tahapan ini memiliki peran penting dalam penentuan posisi well top pada tiap formasi yang selanjutnya top formasi digunakan dalam *picking* horizon.

b. **Tahapan *Picking Fault* dan *Picking Horizon***

Data yang digunakan adalah data seismik refleksi dengan jumlah inline 1000 – 1440 dan xline 4037 – 4465. Dimana pada tahapan ini akan menghasilkan suatu peta struktur waktu pada top lapisan reservoir. Hasil yang didapatkan akan digunakan dalam *time depth conversion*.

c. **Tahapan Velocity Model**

Pada saat mengubah peta *time structure* ke peta *depth structure* diperlukan *velocity model*. Data yang digunakan pada penelitian ini berupa data checkshot masing - masing sumur dan peta *time structure* sebagai input utamanya.

d. **Tahapan Peta Bawah Permukaan**

Pelamparan sifat batuan yang diteliti pada daerah penelitian dapat diketahui dari korelasi data log yang diikatkan dengan data seismik yang kemudian integrasi antar keduanya diterjemahkan dan dimodelkan dalam bentuk peta bawah permukaan. Hasil dari pembuatan peta bawah permukaan ini akan digunakan untuk interpretasi zona prospek hidrokarbon serta perkiraan besarnya volumetrik cadangan hidrokarbon pada daerah penelitian.

e. **Tahapan Peta Net Reservoir**

Data peta net reservoir diperlukan dalam penentuan ketebalan reservoir yang akan dihitung dalam perhitungan cadangan hidrokarbon.

f. **Pembahasan**

Pembahasan dilakukan berdasarkan data yang sudah diolah terlebih dahulu dengan didukung oleh beberapa referensi serta teori yang ada. Interpretasi – interpretasi yang telah dilakukan, disempurnakan kembali dengan melihat beberapa aspek geologi yang sifatnya lebih regional.

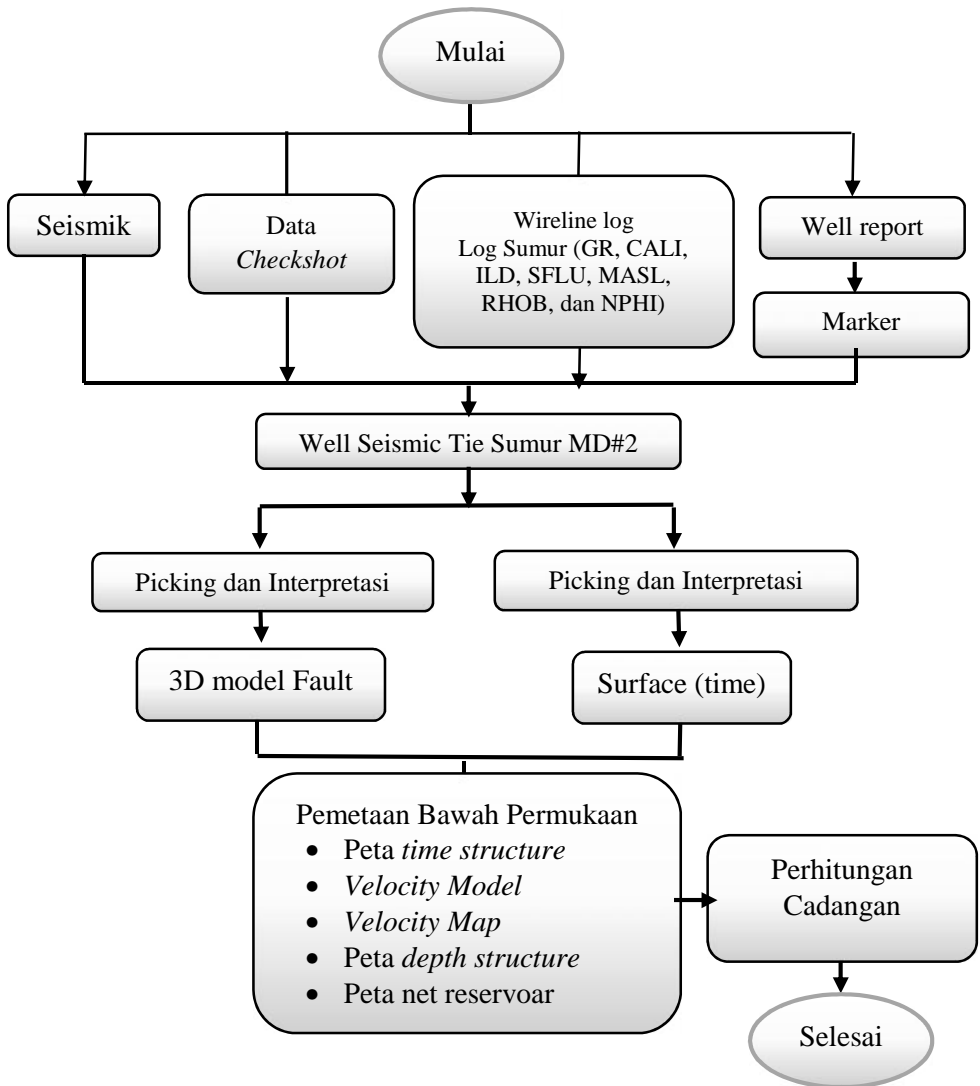
g. **Kesimpulan**

Hasil dari pembahasan di atas akan menjadi pertimbangan penulis dalam membuat kesimpulan dan menentukan saran yang berguna dalam pengembangan produksi selanjutnya.

#### **4.2.4 Penyusunan Laporan**

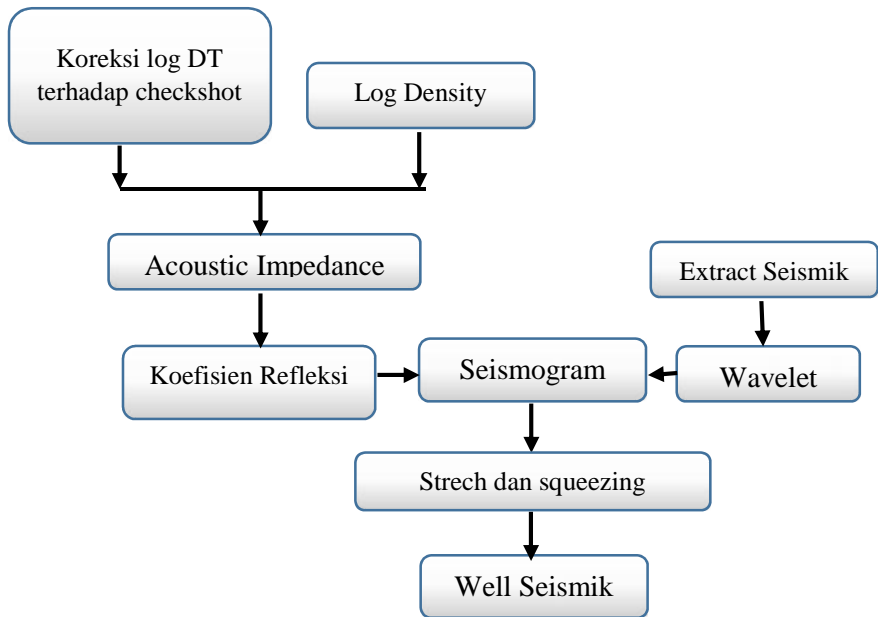
Tahap penulisan laporan dilakukan selama penelitian berlangsung. Agar mendapatkan susunan laporan yang sistematis dan mudah dibaca oleh para pembaca maka penulis membagi laporan ini dalam beberapa bab, yaitu : Bab I. Pendahuluan, Bab II. Geologi Regional, Bab III. Tinjauan Pustaka, Bab IV. Metodologi, Bab V. Analisis Data dan Pembahasan, Bab VI. Kesimpulan.

## Diagram Alir Penelitian

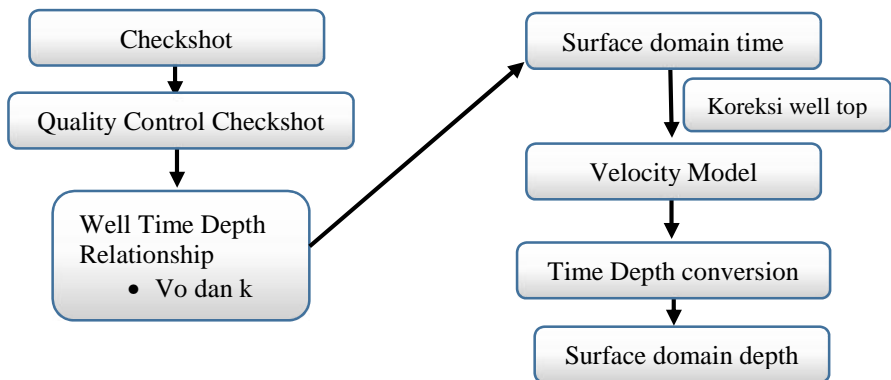


Gambar 4.1 Bagan Alir Penelitian





Dambar 4.2 Diagram Alir Well Seismik Tie



Gambar 4.3. Diagram Alir Velocity Model

## **BAB V**

### **ANALISIS DATA DAN PEMBAHASAN**

Data yang digunakan dalam penelitian pemetaan bawah permukaan dan perhitungan cadangan hidrokarbon ini meliputi data *subsurface* dan data primer.

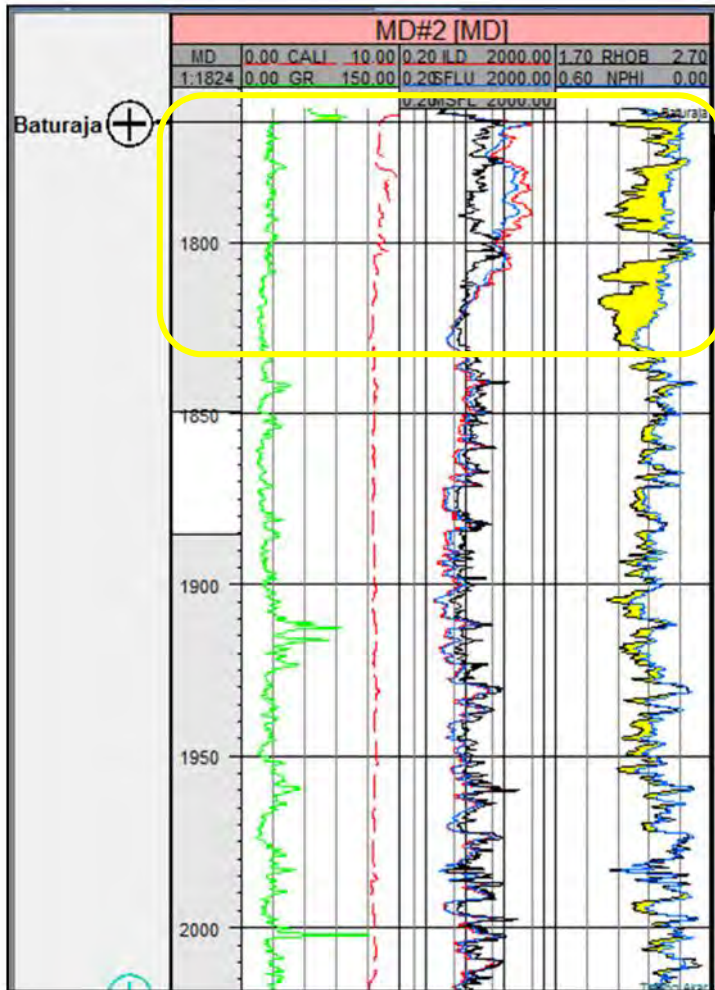
#### **5.1 Penentuan dan Karakteristik Lapisan Reservoir**

Interpretasi litologi bawah permukaan pada sumur menggunakan interpretasi dari log radioaktivitas dan log resistivitas yaitu data log radioaktivitas terutama menggunakan log gamma ray yang mempunyai skala 0 – 150 API dan didukung dari data log neutron dan densitas. Berdasarkan beberapa data log tersebut, maka litologi yang ada pada sumur adalah batu gamping. (Gambar 5.1)

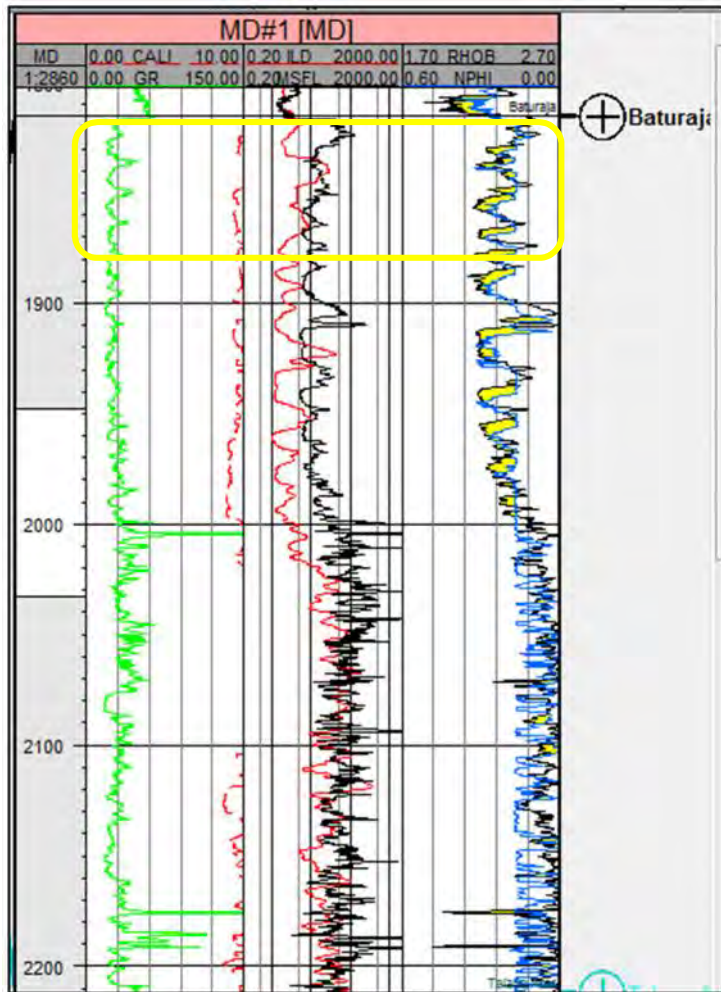
Pada sumur MD#2 terdapat litologi batu gamping. Dari data log yang ada di sumur ini, kurva gamma ray mempunyai nilai yang relatif kecil. Pada nilai resistivitas, batu gamping memiliki nilai yang tinggi dibanding dengan batu pasir. Pada log porositas yaitu kurva log RHOB menunjukkan nilai yang relatif besar dibanding dengan batu pasir dan kurva log NPHI menunjukkan nilai yang relatif kecil sehingga menunjukkan *crossover* antara dua log tersebut. Keterdapatn batu gamping pada interval 1765 – 1824 meter.

Penentuan reservoir didapat dari data well report yakni dengan menggunakan data *drilling steam test* (DST). DST merupakan data pengukuran kandungan suatu fluida pada saat di lapangan. Data ini dilakukan pada kedalaman tertentu. Tujuannya adalah untuk mengetahui batas kontak air dengan hidrokarbon. Pada sumur MD#2 didapatkan batas kontak *Gas Water Contact* (GWC) pada kedalaman 1824 meter. Sehingga zona di atas GWC ini merupakan zona reservoir target. Jenis fluida yang terkandung dalam sumur MD#2 dapat diketahui melalui data DST pada sumur MD#2. Pada DST jenis fluida MD#2 di kedalaman 1824 meter merupakan potensi akan gas hidrokarbon.

Pada sumur MD#1 memiliki jenis kontak yaitu *Oil Water Contact* (OWC) pada kedalaman 1839 meter. (Gambar 5.2)



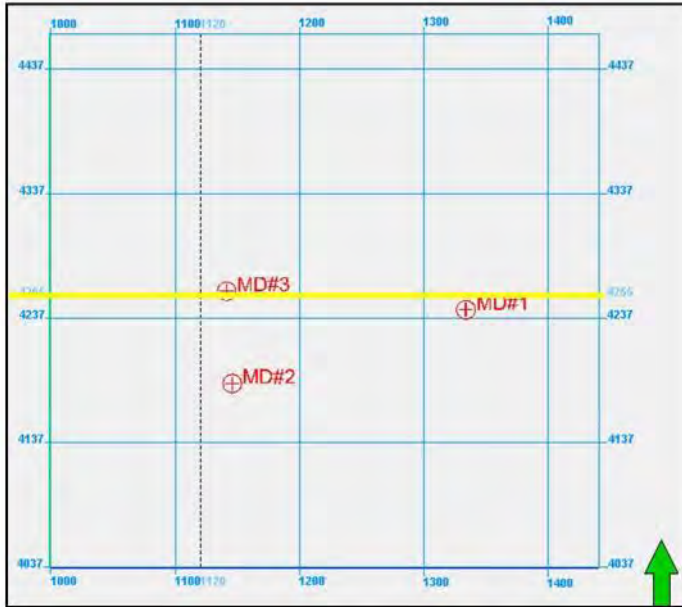
Gambar 5.1 Karakteristik Sumur MD#2



Gambar 5.2 Karakteristik Sumur MD#1

## 5.2. Analisis Seismik

Dalam penelitian ini yang digunakan data seismik refleksi tiga dimensi yang di *running* pada 14 Januari 2015.



Gambar 5.3 Basemap Line Seismik

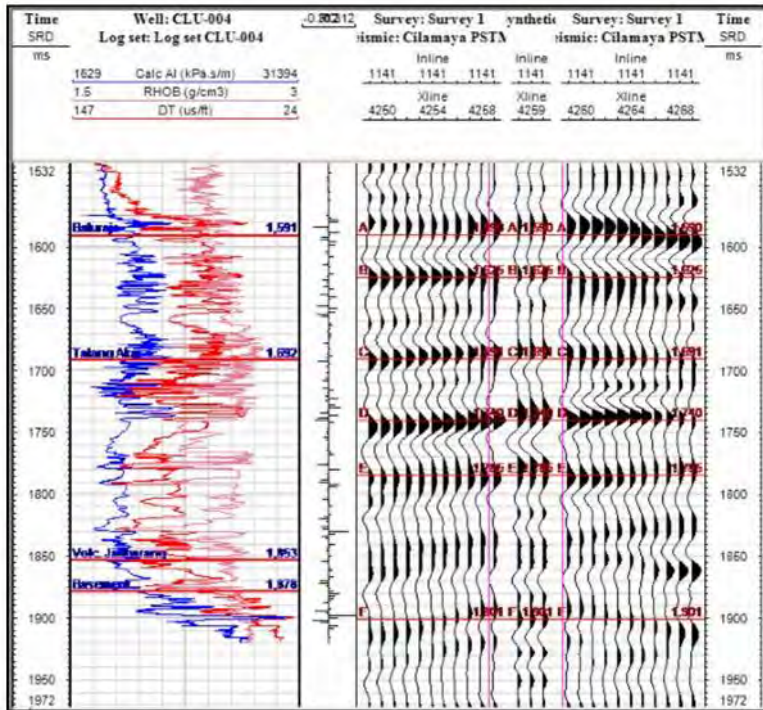
### 5.2.1 Well Seismik Tie

Sebelum melakukan interpretasi seismik (*picking horizon*) untuk proses lebih lanjut diperlukan pengikatan penampang vertikal sumur dengan penampang horizon seismik. Well seismik tie merupakan meletakkan horizon seismik (dalam domain waktu) pada posisi kedalaman yang sebenarnya agar dapat dikorelasikan dengan data geologi lain dan diplotkan pada skala kedalaman dengan memindahkan data sumur ke dalam data seismik sehingga akan diketahui penempatannya. Pengikatan ini bertujuan mengetahui *top* formasi yang diteliti pada penampang seismik. Cara yang digunakan adalah dengan mengkonvolusikan deret reflektivitas sumur dengan suatu wavelet (pada penelitian ini adalah wavelet hasil ekstraksi) sehingga menghasilkan sintetik

seismogram yang mendekati *trace* seismik pada posisi sumur tersebut.

Alur kerja pengerjaan pengikatan data sumur dengan seismik disajikan pada bab metodologi. Wavelet hasil dari ekstraksi tersebut kemudian digunakan dalam proses pengikatan data sumur dan seismik dengan seismogram sintetik yang dihasilkan dari konvolusi *wavelet* dengan *acoustic impedance* log sumur (perkalian log densitas dan log sonik dalam hal ini log DT). Sintetik seismogram tersebut diikatkan dengan *trace* data seismik di sekitar lokasi sumur dengan bantuan well top sumur pada zona target yaitu Baturaja. Selanjutnya data sumur domain kedalaman dikonversi menjadi fungsi waktu serta sampel interval disamakan dengan seismik. Untuk mencocokkan *trace* seismik dan sintetik dilakukan cara *stretching* dan *squeezing* sedemikian sehingga diperoleh korelasi yang tinggi.

Metode yang digunakan dalam well seismik tie dalam penelitian ini adalah metode *checkshot* dengan menggunakan survei kecepatan dan *travel time*. Metode *checkshot* kecepatan diukur dalam lubang bor dengan sumber gelombang di atas permukaan. Sebaiknya sumber gelombang yang digunakan sama dengan yang dipakai pada survei seismik. Kemudian kecepatan tersebut di *compare* dengan *travel time* yang nantinya akan didapatkan data kedalaman tiap lapisan batuan. Sehingga dari data log dapat ditentukan posisi horizon yang akan dilakukan proses *picking*. Tujuan dari *checkshot* ini untuk mendapatkan kurva kedalaman dan waktu yang dimanfaatkan lebih lanjut untuk pengikatan data seismik dan sumur, perhitungan kecepatan interval, kecepatan rerata dan koreksi log sonik pada pembuatan data seismogram sintetik.

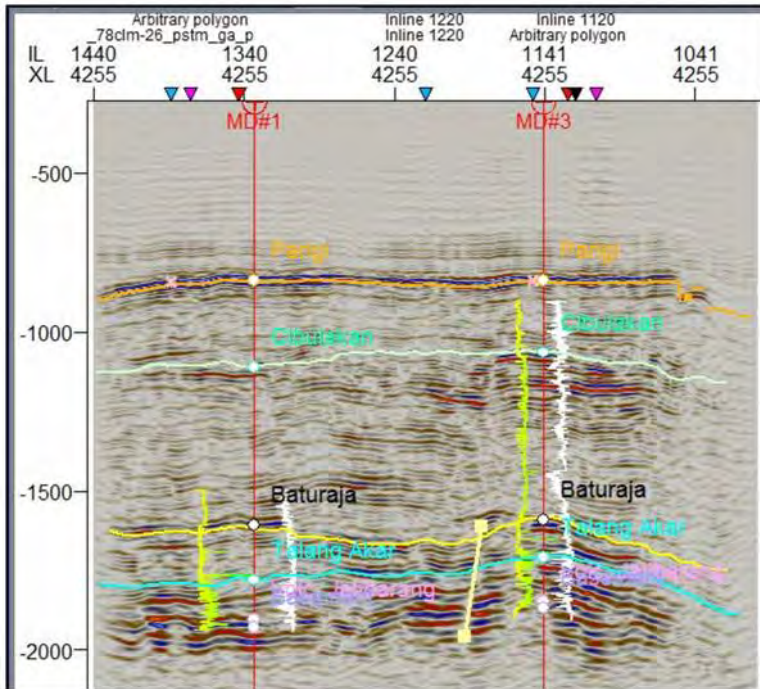


Gambar 5.4 Well Seismik Tie

### 5.2.2 Interpretasi Struktur

Pada lapangan Auri Utara terdapat struktur sesar yang diinterpretasikan sebagai sesar normal dengan arah Utara – Selatan dan Timur Laut – Barat Daya. Di dalam sistem petroleum, sesar – sesar tersebut berperan sebagai perangkap struktur, dimana hidrokarbon yang mengalami migrasi akan terjebak didalam perangkap struktur tersebut. Adanya perangkap struktur di daerah penelitian menyebabkan hidrokarbon yang terakumulasi didalamnya menjadi cukup besar.

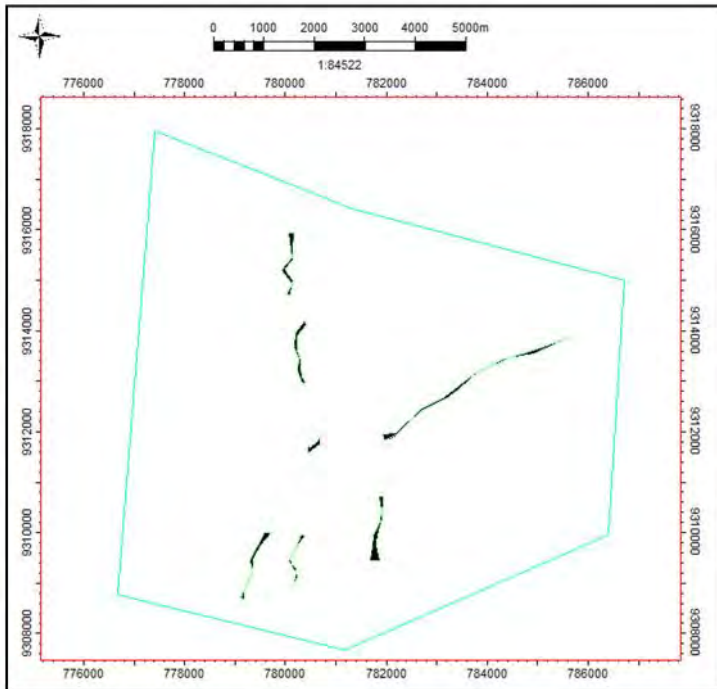




Gambar 5.5 Penampang Seismik 2 Dimensi Lintasan xline 4255

Sesar pada suatu petroleum sistem akan menyebabkan berbagai macam kondisi sehingga tidak mudah untuk suatu fluida terjebak dalam trap yang diakibatkan oleh sesar. Oleh karena itu, sesar aktif akan banyak menimbulkan rekahan – rekahan yang memungkinkan fluida dapat bergerak lebih aktif. Pada Formasi Baturaja secara geologi memiliki sejarah akan potensi sesar yang aktif. Tapi pada saat ini sesar ini memiliki aktivitas menurun dikarenakan endapan permukaan yang semakin menebal dan cenderung pada keadaan kestabilan. Akibatnya, jika terdapat fluida pada Formasi Baturaja akan memiliki potensi yang besar untuk terjebak, tentu saja hal ini dengan didukung lingkungan formasi batuan yang ada pada Formasi Baturaja.





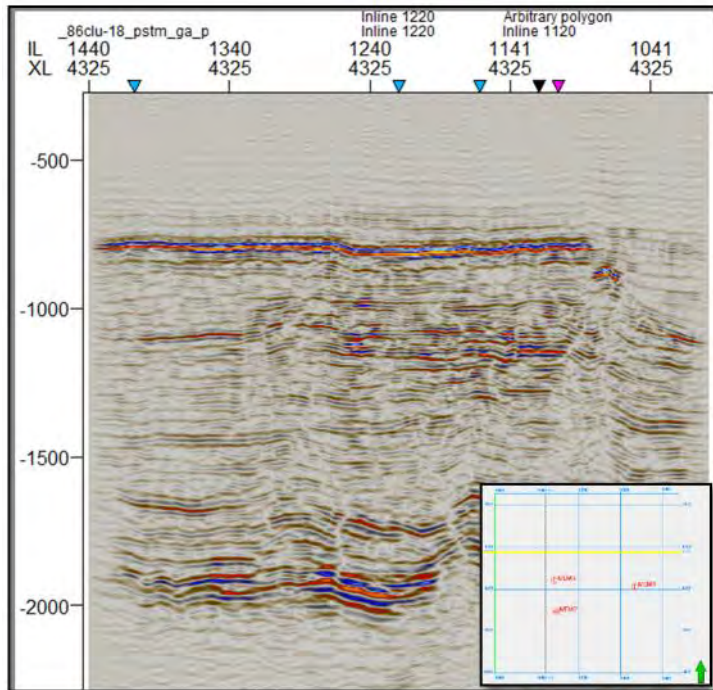
Gambar 5.6 Struktur Sesar pada Formasi Baturaja

### 5.2.3 *Picking Horizon*

Setelah dilakukan pengikatan data seismik dengan data sumur kemudian dilakukan *picking horizon* dengan melihat kemenerusan reflektor dengan ciri – ciri wavelet yang menandakan kemenerusan suatu formasi. *Picking horizon* sangat mempengaruhi nilai *two way time* sehingga diperlukan seismogram sintetik. Struktur lapisan akan mempengaruhi kemenerusan reflektor seismik sehingga sebelum *picking horizon* perlu dilakukan *picking fault*. Formasi Baturaja pada sumur dapat dikonversi dari data log menuju data seismik menggunakan seismogram sintetik. Hasil *picking horizon* Formasi Baturaja menandakan bahwa lapisan tersebut menerus dan gelombang

reflektor dipengaruhi oleh kedalaman, porositas batuan maupun fluida yang terkandung didalamnya.

Struktur yang berkembang pada daerah penelitian merupakan struktur yang memanjang dari Utara – Selatan dengan melintasi hampir semua line seismik dan terdapat struktur berarah Timur Laut – Barat Daya (Gambar 5.7). Struktur tersebut berupa sesar normal yang merupakan bagian dari graben (Gambar 5.8).



Gambar 5.7 Penampang Seismik 2 Dimensi xline 4325

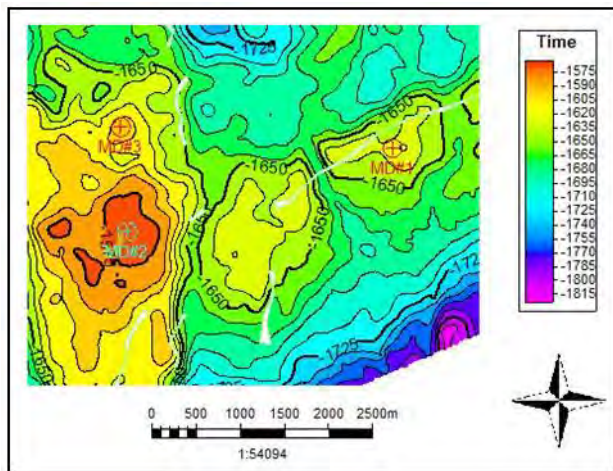
#### 5.2.4 Time Mapping

Pembuatan peta struktur waktu dilakukan setelah proses *picking horizon* selesai karena pada peta struktur waktu data yang digunakan adalah data seismik berupa *two way time* yang

didapatkan dari hasil *picking horizon*, yaitu dengan melihat nilai *shot point* yang terdapat pada lintasan seismik di setiap *geophone* kemudian ditarik garis lurus vertikal hingga memotong hasil *picking* tersebut kemudian perpotongannya ditarik secara horizontal untuk mendapatkan TWT dalam satuan milisekon. Pada umumnya nilai TWT tersebut didapat pada sebelah kanan dan kiri dari penampang seismik.

Hasil TWT yang didapatkan tersebut kemudian diplotkan pada peta *baseline* seismik. Masing – masing *shot point* yang memiliki nilai TWT sama dapat dihubungkan untuk mendapatkan garis kontur. Biasanya dimulai dengan nilai TWT yang dapat membentuk *closure* atau rendahan. Tujuannya untuk mempermudah pembuatan pola kontur peta struktur waktu berikutnya karena biasanya pola kontur dapat mengikuti pola *closure* tersebut. Meskipun terkadang tidak membentuk pola kontur yang benar – benar sama.

Dari hasil pembuatan peta strukur waktu ini diketahui terdapat dua bentukan *closure* utama. Peta tersebut belum menggambarkan keadaan yang sebenarnya karena masih dalam satuan waktu.



Gambar 5.8 Peta Struktur Waktu Formasi Baturaja

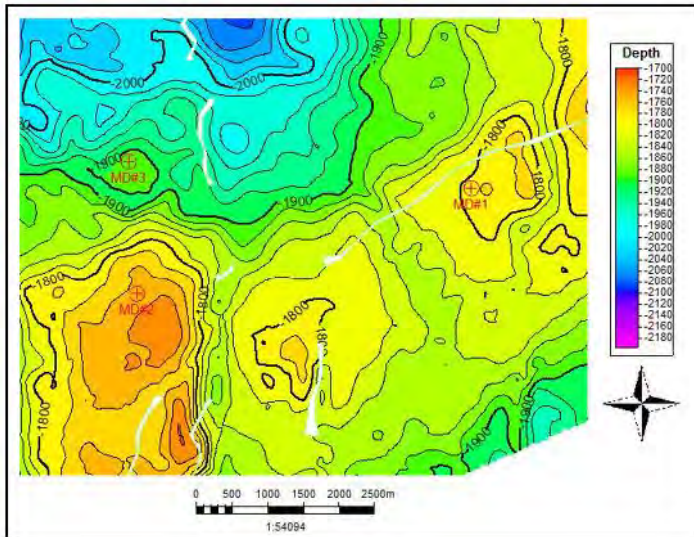
### 5.2.5 Time to Depth Conversion

Konversi peta struktur dari domain waktu menjadi domain kedalaman dilakukan untuk mendapatkan peta struktur kedalaman yang dapat digunakan saat interpretasi. Pada *time mapping* satuan waktu yang digunakan masih dalam *two way time* sedangkan pada peta *depth structure* dibutuhkan satuan waktu *one way time*. Oleh karena itu dilakukan konversi *two way time* (TWT) menjadi *one way time* (OWT) dengan cara membagi dua nilai TWT. Kemudian satuan waktu OWT tersebut digunakan untuk mendapatkan kecepatan dengan cara membagi nilai kedalaman terhadap OWT. Setelah diperoleh nilai kecepatan maka didapatkan peta *depth structure* dengan cara mengalikan kecepatan dengan OWT.

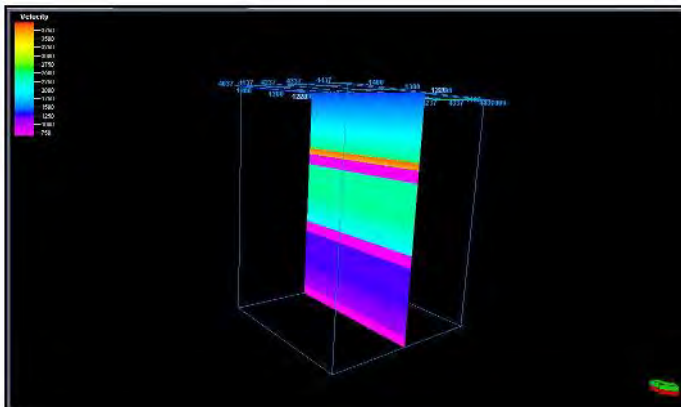
Dari Gambar 5.9 dan 5.10 dapat dilihat bahwa baik peta struktur waktu maupun struktur kedalaman memiliki kontur yang hampir sama. Angka pada peta *depth structure* menunjukkan kedalaman yang sesungguhnya. Peta kedalaman bisa dipakai karena kontur yang ada pada peta telah sama pada kedalaman sumur.

Dari Gambar 5.11 terlihat bahwa hasil model kecepatan yang telah dilakukan. Perlu diketahui bahwa model kecepatan ini menggunakan data *checkshot* dari masing - masing sumur. Oleh karena itu, data yang dihasilkan bergantung pada ketersediaan masing - masing sumur. Jika diperhatikan dari model kecepatan yang telah ada maka terdapat anomali pada bagian kanan warna ungu. Hal ini dapat terjadi karena pada sumur tersebut memiliki data *checkshot* yang cukup sedikit sehingga penyebaran data kecepatan berbeda dan kurang merata dibanding dengan sumur yang lainnya. Dari hasil peta kecepatan yang telah terbentuk juga dapat diketahui bahwa arah dari kecepatan merupakan lateral. Hal ini menunjukkan bahwa arah tersebut mengindikasikan pengendapan batuan yang cenderung ke arah lateral dan dianggap batuan merupakan homogen isotropis karena memiliki nilai kecepatan yang sama secara horizontal. Dengan meninjau hal tersebut, pengendapan secara lateral dapat saja terjadi di suatu lingkungan pengendapan. Secara umum kecepatan akan

mengalami percepatan seiring bertambahnya kedalaman, hal ini terlihat pula pada hasil Gambar 5.10



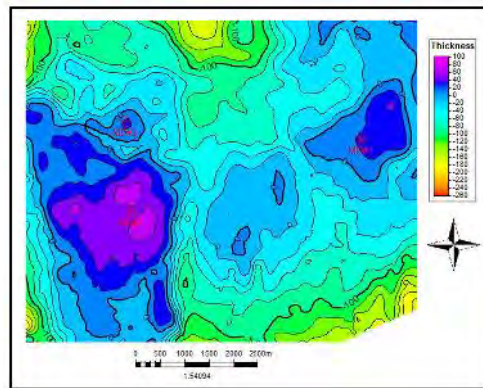
Gambar 5.9 Peta Struktur Kedalaman Formasi Baturaja



Gambar 5.10 Hasil *Velocity* Model

### 5.3 Net Reservoir Map

Peta net reservoir merupakan peta yang dibuat dengan data ketebalan batu gamping dalam lapisan reservoir. Ketebalan ini merupakan ketebalan batu gamping yang tidak mengandung shale atau batu gamping bersih yang dibaca pada kolom mku (meter kedalaman ukur) atau UKL (Uji Kandungan Lapisan). Selain itu, penentuan net reservoir bisa diperkirakan melalui data log yang ada pada sumur. Jika diperhatikan dari sumur MD#1 posisi net reservoir terletak pada kedalaman 1815 – 1839 meter sedangkan MD#2 pada kedalaman 1765 – 1824 meter. Penentuan zona ini didukung oleh data OWC (*Oil Water Contact*) untuk sumur MD#1 pada kedalaman 1824 meter dan GWC (*Gas Water Contact*) untuk sumur MD#2 pada kedalaman 1839 meter. Jadi didapatkan ketebalan untuk MD#1 adalah 24 meter sedangkan MD#2 memiliki ketebalan 59 meter.



Gambar 5.11 Peta *Net Reservoir*

Zona prospek hidrokarbon dibuat dengan tujuan mengetahui besarnya area yang mengandung adanya hidrokarbon serta penyebarannya dari reservoir tersebut. Dari data penentuan reservoir di atas maka penyebaran reservoir terdapat dua reservoir utama yang berbeda yaitu MD#1 dan MD#2. Jika ditinjau dari peta *depth* Formasi Baturaja yang telah dibuat, posisi

kontur MD#1 dan MD#2 memang memiliki kontur terpisah dan tidak ada keterkaitan sumur. Perlu diketahui bahwa jarak sumur MD#1 dengan MD#2 adalah 5 km sehingga dengan jarak tersebut memungkinkan terjadinya perbedaan struktur pada daerah MD#1 dan MD#2.

#### 5.4. Analisa Petrofisik

Analisa petrofisik dilakukan menggunakan persamaan dalam mencari nilai – nilai sifat fisik batuan yang akan digunakan untuk perhitungan cadangan hidrokarbon selanjutnya. Nilai yang akan dihitung meliputi nilai porositas batuan, kandungan serpih, dan saturasi air pada kedalaman zona potensial. Pengolahannya didukung oleh data Ascii tiap sumur dan perhitungan metode Archie secara manual dapat dilakukan dengan Microsoft Excel.

##### 5.4.1 Volume Shale ( $V_{sh}$ )

Dalam menentukan volume shale, yaitu banyaknya kandungan shale yang ada dalam suatu formasi. Contoh perhitungan yang dilakukan pada sumur MD#1 pada kedalaman 1820 meter.

GR : 17,45

GR min : 14,44

GR max : 19,74

Maka didapatkan besarnya volume shale sebesar:

$$V_{sh} = \frac{17,45 - 14,44}{19,74 - 14,44} = 0,56$$

##### 5.4.2 Porositas

###### a. Porositas Densitas ( $\rho_D$ )

Contoh perhitungan yang dilakukan pada sumur MD#1 pada kedalaman 1820 meter dengan besaran yang diketahui sebagai berikut:

b : 2,08

ma : 2,41

f : 1 gr/cc

maka didapatkan besarnya porositas densitas sebesar:

$$w_D = \frac{2,41 - 2,08}{2,41 - 1} = 0,23$$

b. Porositas Densitas-Neutron ( )

Contoh perhitungan yang dilakukan pada sumur MD#1 pada kedalaman 1820 meter dengan besaran yang diketahui sebagai berikut:

D : 0.23

N : 0.21

$$w = \sqrt{\frac{(0,23)^2 + (0,21)^2}{2}} = 0,22$$

### 5.4.3 Faktor Resistivitas Formasi (F)

Contoh perhitungan yang dilakukan pada sumur MD#1 pada kedalaman 1820 meter dengan besaran yang diketahui sebagai berikut:

a : panjang jalur (*turtuosity*) diasumsikan 1 untuk limestone

m : faktor sementasi, diasumsikan 2

$\phi$  : 0,22

maka didapatkan besarnya faktor resistivitas formasi (F) sebesar:

$$F = \frac{1}{(0,22)^2} = 20,61$$

### 5.4.4 Saturasi Air ( $S_w$ )

Contoh perhitungan yang dilakukan pada sumur MD#1 pada kedalaman 1820 meter dengan besaran yang diketahui sebagai berikut:

F : 20,61

Rt : 0,16

R<sub>w</sub> : 11

Maka didapatkan besarnya saturasi air sebesar:



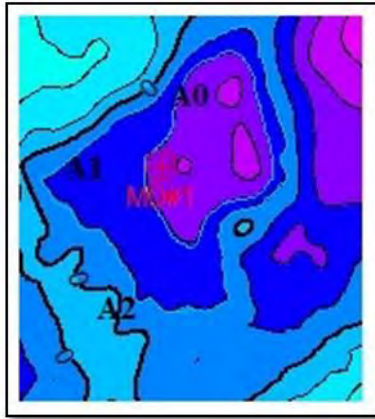
$$S_w = \sqrt{\frac{20,61 \times 0,16}{11}} = 0,55$$

## 5.5 Perhitungan Cadangan Hidrokarbon

### 5.5.1 Perhitungan Volume Bulk

Untuk menghitung volume bulk dibutuhkan luas area dan ketebalan reservoir. Nilai luasan reservoir merupakan luasan area peta struktur kedalaman yang telah ada *Oil water Contact* maupun *Gas Water Contact* dan dapat dihitung dengan software secara langsung.

Contoh perhitungan dilakukan pada reservoir MD#1 dengan kandungan hidrokarbon berupa minyak dimana diketahui sebagai berikut:



Gambar 5.12 Peta *Net* Reservoir Sumur MD#1

A0 =  $1.254 \times 10^6$  meter

A1 =  $3.018 \times 10^6$  meter

Sehingga diperoleh nilai rasio sebesar:

$$Rasio = \frac{A_0}{A_1} = 0,415$$

Karena rasio  $< 0.5$  maka digunakan persamaan piramidal untuk mendapatkan volume bulk, dimana diketahui sebagai berikut:

$$A_0 = 1.254 \times 10^6 \text{ meter}$$

$$A_1 = 3.018 \times 10^6 \text{ meter}$$

$$h = 24 \text{ meter}$$

sehingga diperoleh nilai volume bulk sebesar:

$$V_1 = \frac{24}{2} (1.254 \times 10^6 + 3.018 \times 10^6) = 51,273 \times 10^6 m^3$$

Selanjutnya dihitung luasan berikutnya

$$A_1 = 3.018 \times 10^6 \text{ meter}$$

$$A_2 = 8.539 \times 10^6 \text{ meter}$$

$$Rasio = \frac{A_0}{A_1} = 0,35$$

Karena rasio  $< 0.5$  maka digunakan rumus piramidal untuk mendapatkan volume bulk, dimana diketahui sebagai berikut:

$$A_1 = 3.018 \times 10^6 \text{ meter}$$

$$A_2 = 8.539 \times 10^6 \text{ meter}$$

$$h = 24 \text{ meter}$$

sehingga diperoleh nilai volume bulk sebesar:

$$V_2 = \frac{24}{2} (3.018 \times 10^6 + 8.539 \times 10^6) = 138,684 \times 10^6 m^3$$

Maka volume bulknya adalah:

$$V_b = V_1 + V_2 = 189,957 \times 10^6 m^3$$

Perlu diketahui bahwa,

$$1 m^3 = 0.0008 \text{ acre.ft}$$

$$189,957 \times 10^6 m^3 = 151965,6 \text{ acre.ft}$$

### 5.5.2 Perhitungan IGIP dan IOIP

Setelah itu digunakan persamaan perhitungan cadangan yaitu:

$$IOIP = 7758 \times \frac{V_b \times W \times (1 - S_w)}{Boi}$$

$\phi$  sebesar 0.22 dan  $S_w$  sebesar 0.55 sedangkan nilai Boi merupakan nilai dari laboratorium sebesar 1.377

$$IOIP = 7758 \times \frac{151965 \times 0,22 \times (1 - 0,55)}{1,377} = 81 \times 10^9 STB$$

Untuk reservoir area 2 digunakan cara yang sama dan diperoleh sebagai berikut:

Tabel 5.1 Estimasi Cadangan Hidrokarbon Lapangan Auri Utara dan Auri Timur

No	Sumur	Vb (acre.ft)	$\phi$	Sw	Boi/Bgi	IOIP (STB)	IGIP (Scf)
1.	MD#1	151.965,6	0.220	0.55	1.377	81 x 10 <sup>9</sup>	-
2.	MD#2	40.063.349	0.242	0.64	0.006	-	253 x 10 <sup>14</sup>

## **BAB VI**

### **PENUTUP DAN KESIMPULAN**

#### **6.1 Kesimpulan**

Dari hasil pengolahan data, analisis data, interpretasi dan pembahasan maka dapat diambil beberapa kesimpulan sebagai berikut :

1. Interpretasi data seismik dapat dipetakan berupa peta *time*, peta *depth*, peta net reservoir, serta didapatkan *closure* pada sumur MD#1 dan MD2 sesuai Gambar 5.8, Gambar 5.9, dan Gambar 5.11.
2. Besarnya kandungan IOIP (*Initial Oil in Place*) pada lapisan reservoir lapangan Auri Timur sumur MD#1 sebesar  $81 \times 10^9$  STB.
3. Besarnya kandungan IGIP (*Initial Gas in Place*) pada lapisan reservoir lapangan Auri Utara sumur MD#2 sebesar  $253 \times 10^{14}$  Scf.

#### **6.2 Saran**

1. Dilakukan studi lebih lanjut untuk mengetahui lingkungan pengendapan secara detail

***“Halaman ini sengaja dikosongkan”***

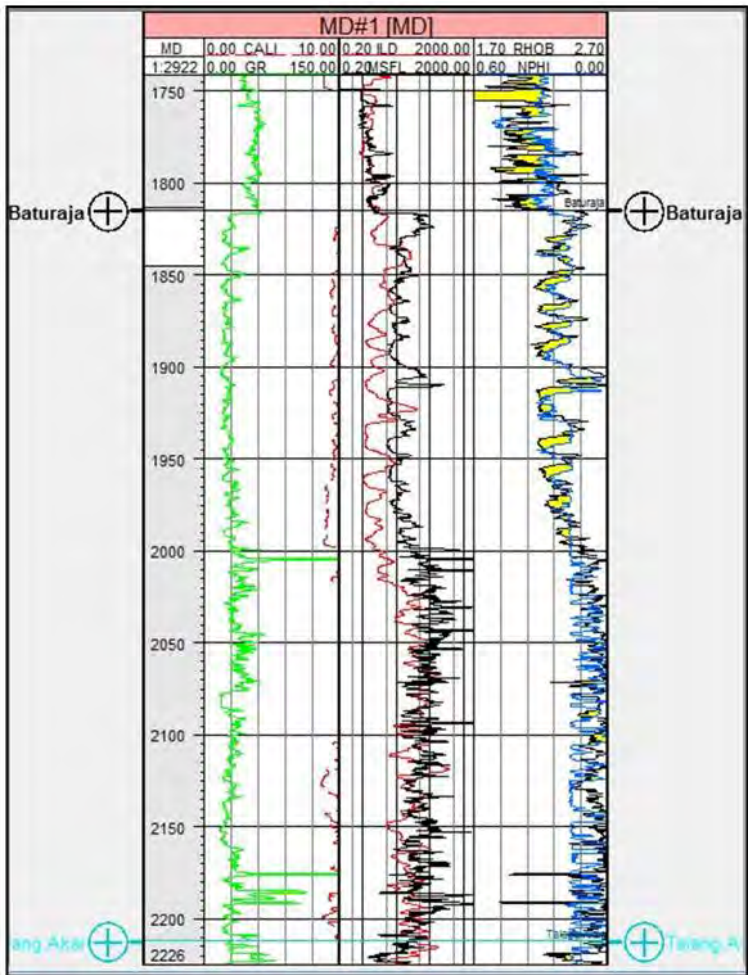
## DAFTAR PUSTAKA

- Amril, A., Sukowitono., Supriyanto., .1991. *Jatibarang Sub Basin – a half Graben Model in the Onshoe of North West Java*. IPA Proceedings, 20<sup>th</sup> Annual Convention, Jakarta. hal 279-307.
- Arpandi, D., Patmosukismo, S., .1975 *The Cibulakan Formation as One of the Most Prospective Stratigraphic Units in the Northwest Java Basinal Area*. IPA Proceeding. Vol 4th Annual Convention. Jakarta
- Budiyani,S., Priambodo, D.,Haksana, B.w.,Sugianto,P., .1991. *Konsep Eksplorasi Untuk Formasi Parigi di Cekungan Jawa Barat Utara*. Makalah IAGI. Vol 20<sup>th</sup>, Indonesia. hal 45-67.
- Darman, H. dan Sidi, F.H.,. 2000. *An Outline of The Geology of Indonesia*. IAGI. Vol 20th. Indonesia
- Gordon, T. L., .1985. *Talang Akar coals Ardjuna subbasin oil source*. Proceedings of the Fourteenth Annual Convention Indonesian Petroleum Association, v.2. hal. 91-120.
- Hamilton, W., 1979, *Tectonics of the Indonesian Region*. USGS Professional Paper, 1078.
- Harsono, Adi. 1997. Evaluasi Formasi dan Aplikasi Log edisi revisi 8 Mei 1997, Schlumberger Oil Services, Indonesia.
- Hunt, J.M., .1979. *Petroleum Geochemistry and Geology*. xxi+617 pp., 221 figs. Oxford: Freeman.
- Koesoemadinata, R. P. 1980. *Introduction to the Geology of West Java*, Guide Book of Carbonate Fieldtrip to Tagogapu – Rajamandala Area, West Java, Bandung.
- Martodjojo, S. 2002. Evaluasi Cekungan Bogor Jawa Barat, Disertasi Doktor, ITB, Bandung.
- Napitupulu, H., Mittler, Richard M., Molelos-Gamia, J.A., 1997, Differentiation Of Oils From The Nw Java Basin Into Three Oil Types Based On Biomarker Composition, *Proceedings Of The Petroleum Systems Of Se Asia And Australasia Conference, Indonesian Petroleum Association*.

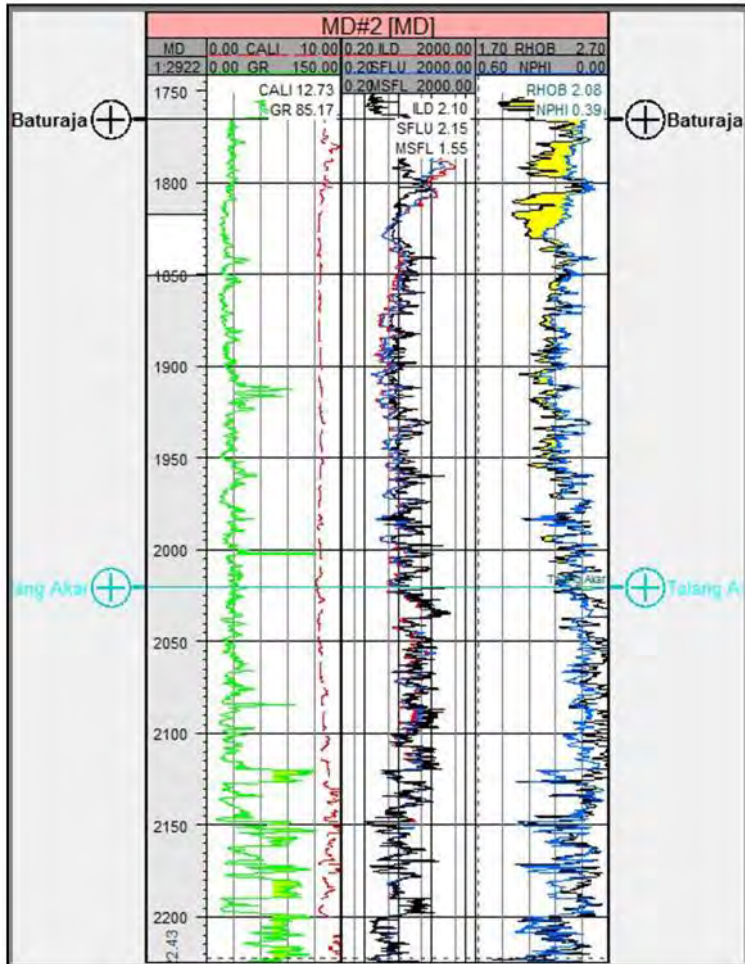
- Noble, Ron A., 1997. *Petroleum System of Northwest Java Indonesia*. Proceeding IPA. 26th Annual Convention. hal: 585 – 600.
- Reminton. C.H., Nasir. H., 1986. *Potensi Hidrokarbon Pada Batuan Karbonat Miosen Jawa Barat Utara*. PIT IAGI XV. Yogyakarta
- Rukmana, Kristanto, dan Cahyoko Aji. 2011. *Teknik Reservoir Teori dan Aplikasi*. Yogyakarta: Pohon Cahaya.
- Russel, B. H., 1991. *Introduction to Seismic Inversion Methods third edition*, Volume 2 SN. Domenico, Edition Course Note Series.
- Sinclair, S., Gresko, M., Sunia, C., 1995. *Basin Evolution of the Ardjuna Rift System and its Implications for Hydrocarbon Exploration, Offshore Northwest Java, Indonesia*. IPA Proceedings, 24<sup>th</sup> .Annual Convention, Jakarta. hal 147-162.
- Tearpock D.J., Bischke, R.E. 1982. *Applied Subsurface Geological Mapping*. Houston, USA.

# LAMPIRAN 1

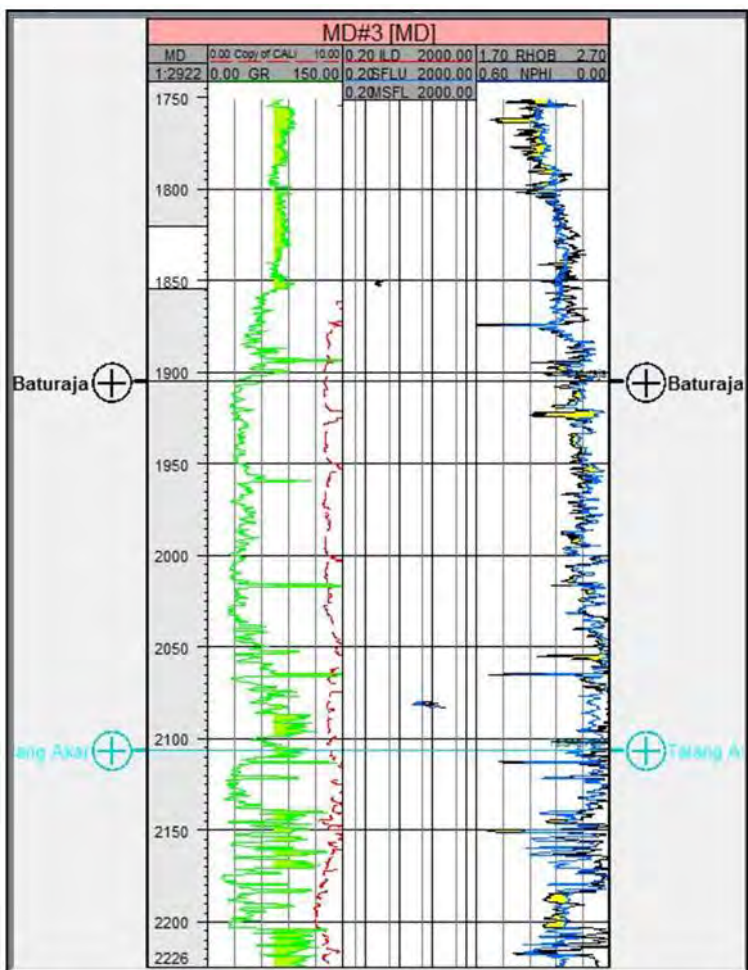
## Data Log Sumur



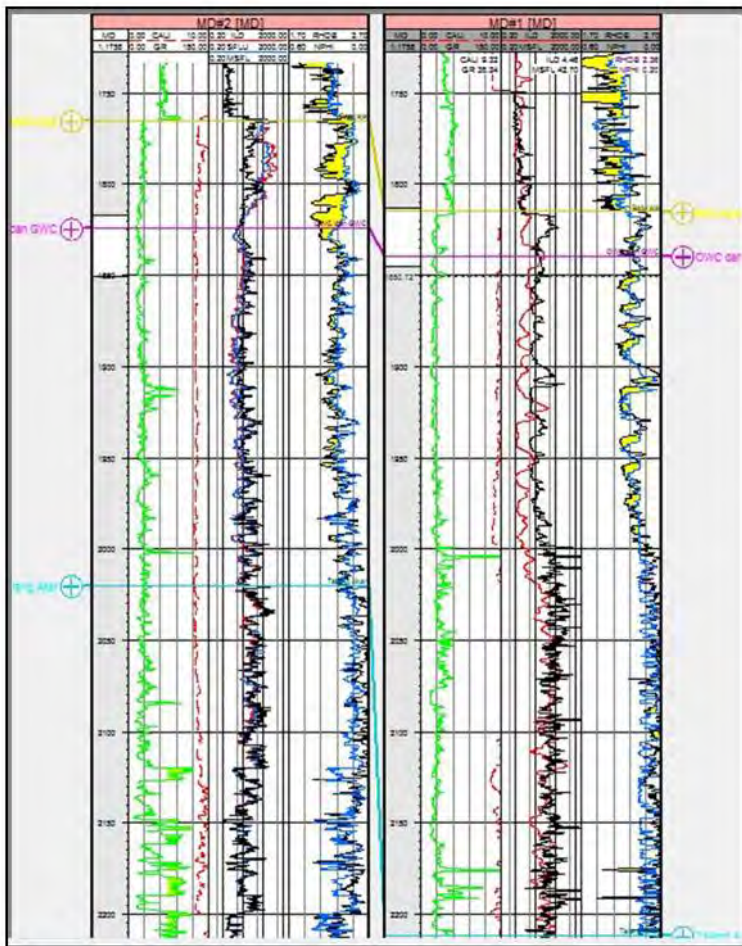




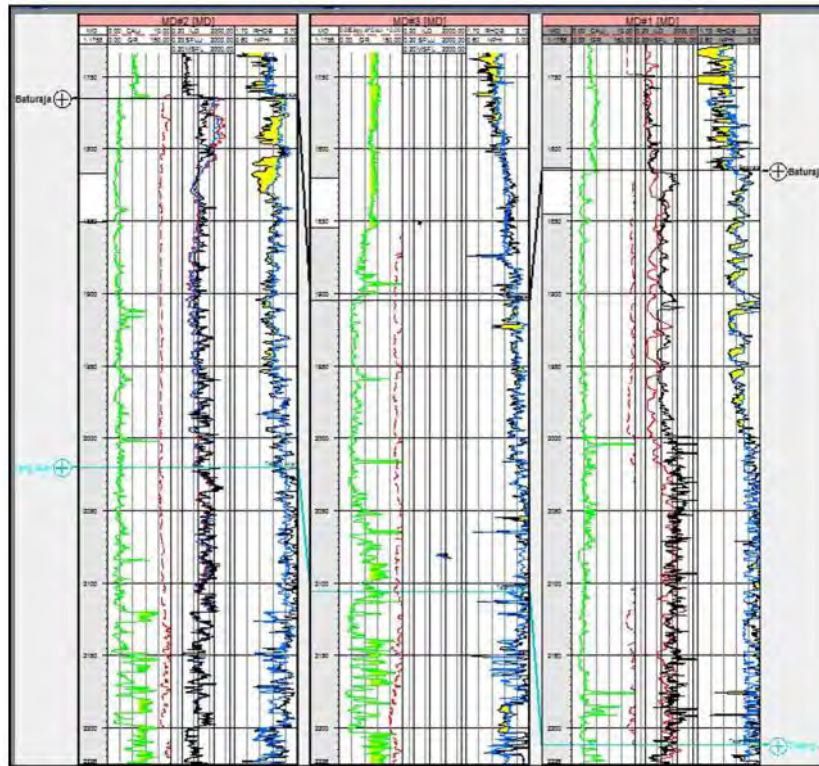
Gambar 2. Data log sumur MD#2



Gambar 3. Data log sumur MD#3



Gambar 4. Data log GWC dan OWC pada sumur MD#1 dan MD#2



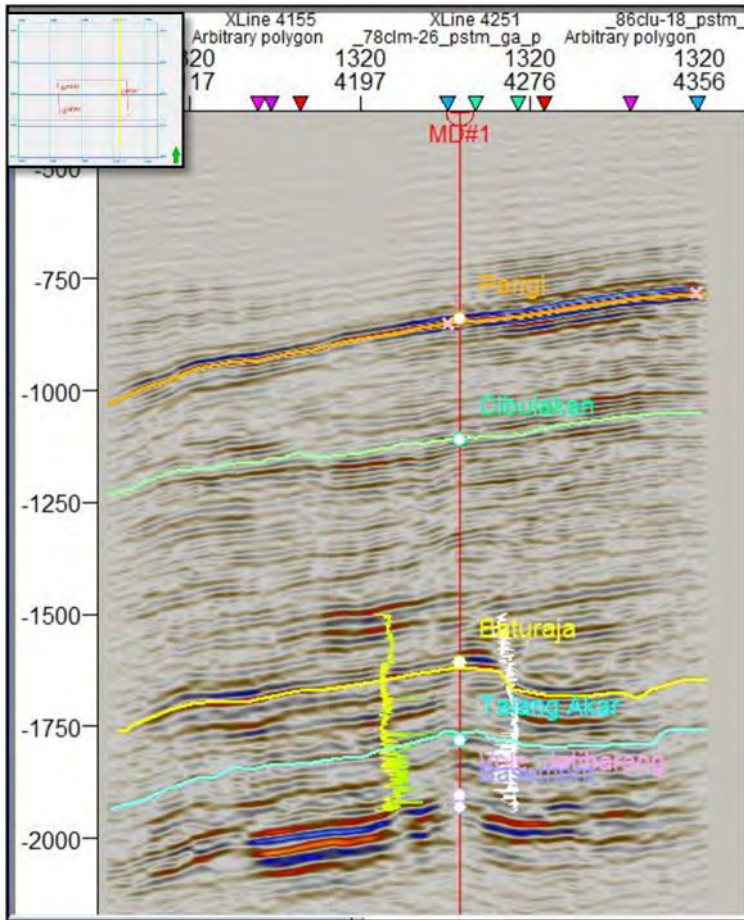
Gambar 5. Korelasi sumur

***“Halaman ini Sengaja Dikosongkan”***



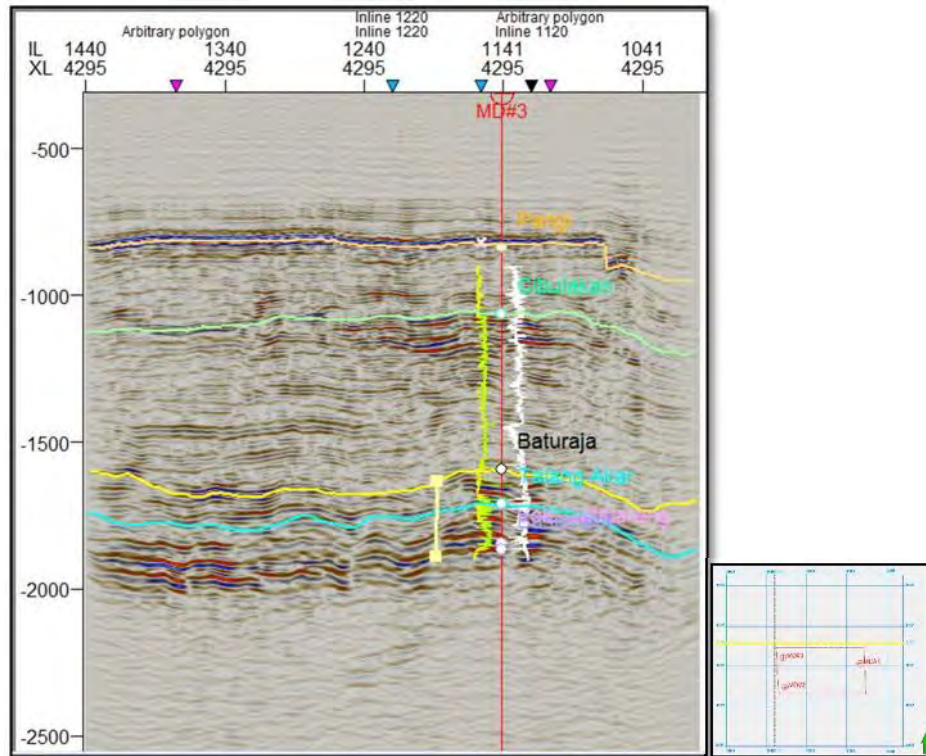
## LAMPIRAN 2

### Penampang Seismik Dua Dimensi



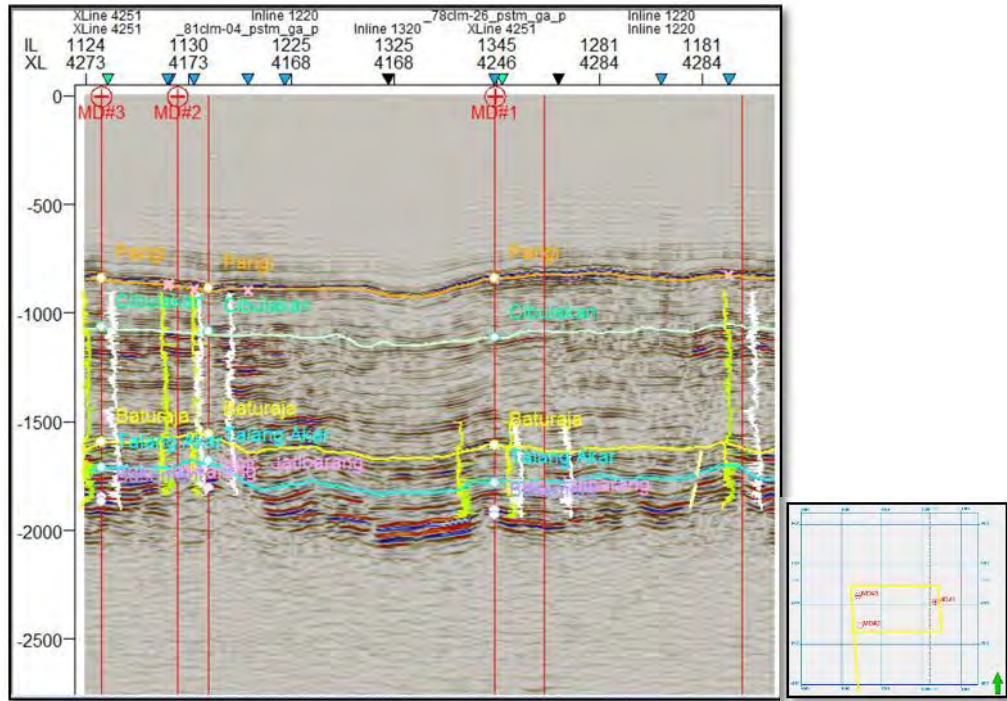
Gambar 1. Line Seismik Inline 1320 MD#1





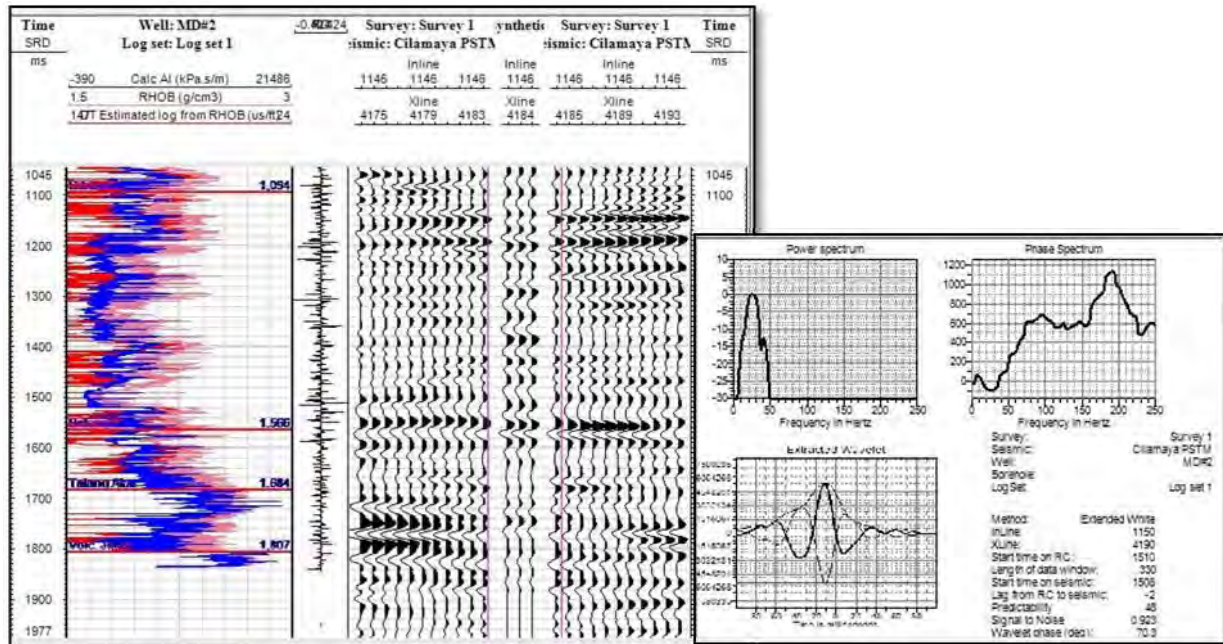
Gambar 3. Line Seismik Xline 4295 MD#3





Gambar 4. Line Seismik Korelasi Antar Sumur

## LAMPIRAN 3 Well Seismik Tie



Gambar 1. Well Tie Sumur MD#2

***“Halaman ini Sengaja Dikosongkan”***

# LAMPIRAN 4 Data *Drill Steam Test* (DST) dan Uji Kandungan Lapisan

## UKL 4 pada MD#1

Selang : 1839,5 – 1845,5  
 Litologi / Formasi : Batu gamping / Baturaja  
 Data teknis : Packer @1800 m, bottom recorder @1810, top recorder @1807.2, air bantalan 30 m, HIT @1759.43 m, chamber @1758.28 m  
 NA – (5') : mengeluarkan gelembung udara tekanan 30 ksc dengan kandungan H<sub>2</sub>O  
 NA – (60') : mengeluarkan gelembung udara dan cairan volume 120 m<sup>3</sup>/h dengan tekanan 0.8 ksc  
 Cabut rangkaian UKL – 4 dengan isi chamber yaitu air 1750 cc (Cl<sup>-</sup> 12500 ppm)

## Pembacaan Chart Recorder UKL-4

	Bottom Recorder	Top Recorder
Tipe	K -1	K – 1
Capasitas (psi)	3100	7050
Kedalaman (m)	1810.14	1807.22
Temperatur (°F)	275	275
Clock no	863000	863001
Range (hr)	72	72
IHP (psi)	2897.64	2894.57
SSIP	2733.59	2731.39
PHP	2888	2880.25

## Drill Steam Test sumur MD#2

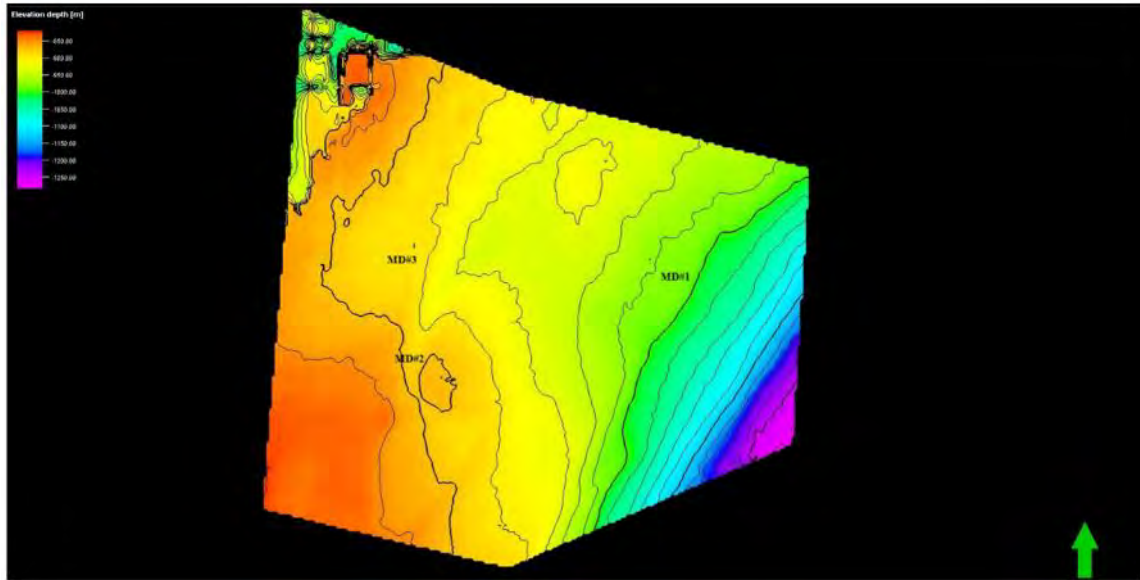
Nomor Test	: 7
KB Elevation	: 11 m
Interval	: 1820 – 1824 m
Formasi	: Baturaja
Alasan Test	: Analisis petrofisik dan evaluasi geologi
Total depth	: 2322 m
Mud wt/salinity	: 1.17
Total tes time	: 1380 menit
Total tool open	: 480 menit
Blow	: Kuat
Recovery	: Gas and condensate

## Perekaman Data

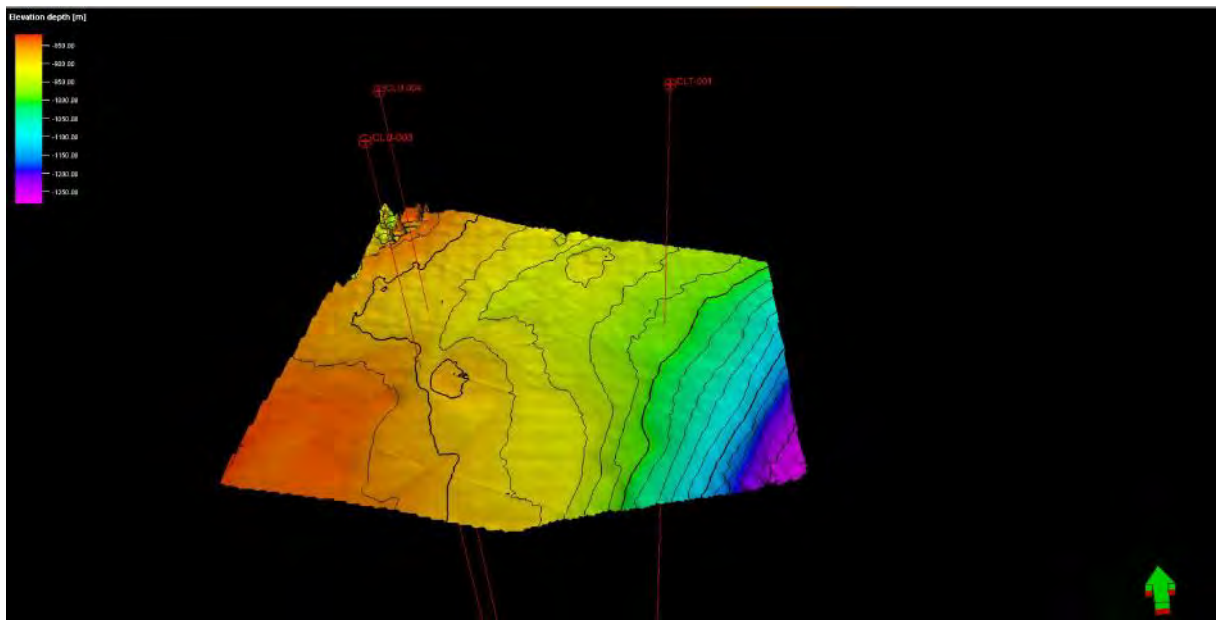
	Bottom Recorder	Top Recorder
Tipe	J 856	J 226
Kedalaman (m)	1821.46	1805.25
Kapasitas (psi)	4700	4700
Temperatur (°F)	252	250
IHP	3005.2	2970.2
ISIP	2685.3	2859.8
PHP	2996	2970

Kandungan sample yaitu salinity 6390 ppm, tekanan 1300 psi, condensate 113 cc

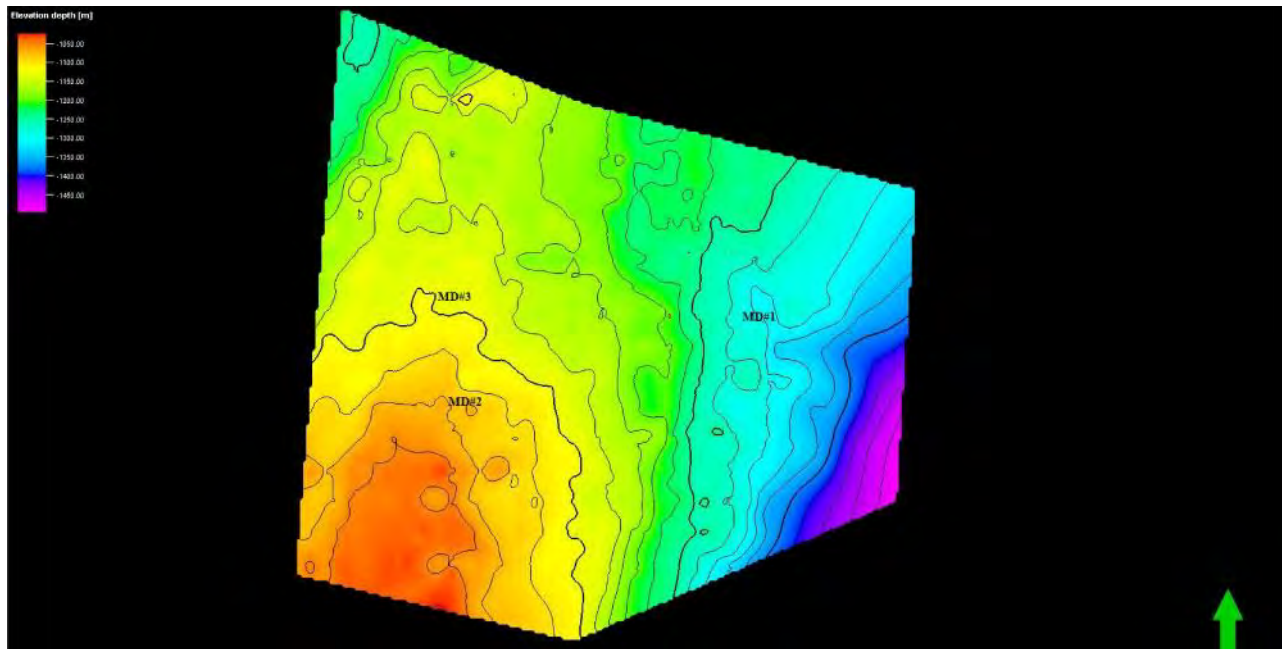
Lampiran 5  
Peta Bawah Permukaan



Gambar 1. Peta depth 2D Formasi Parigi

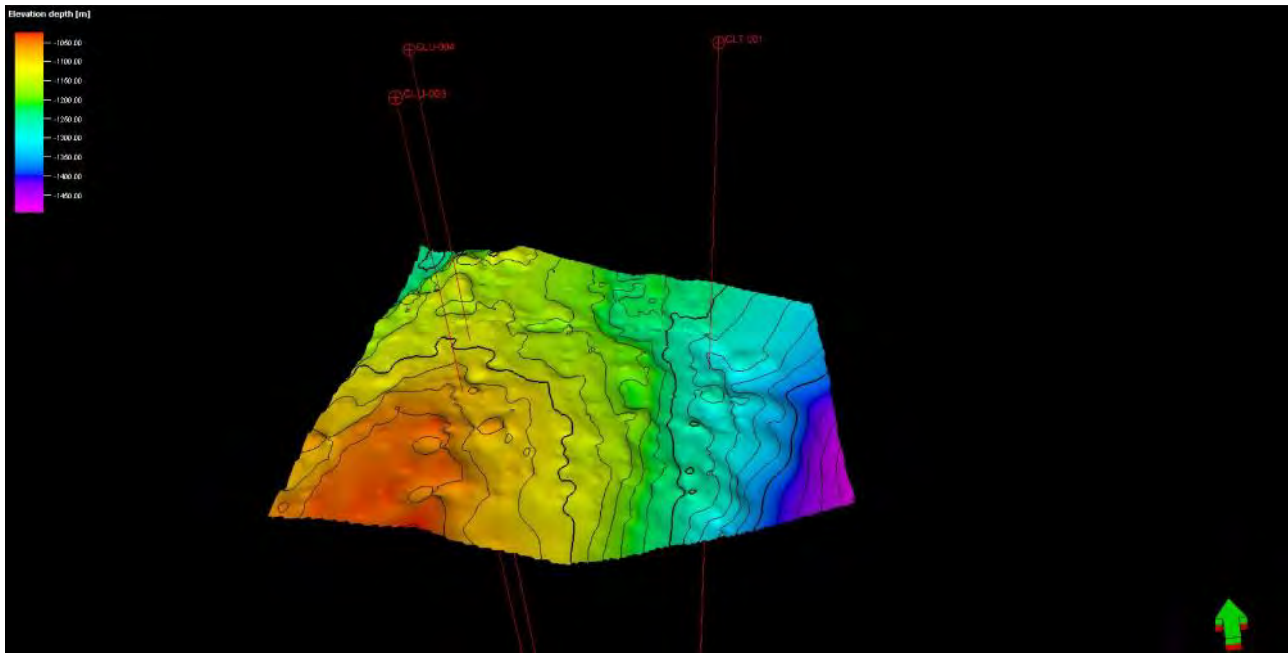


Gambar 2. Peta depth 3D Formasi Parigi

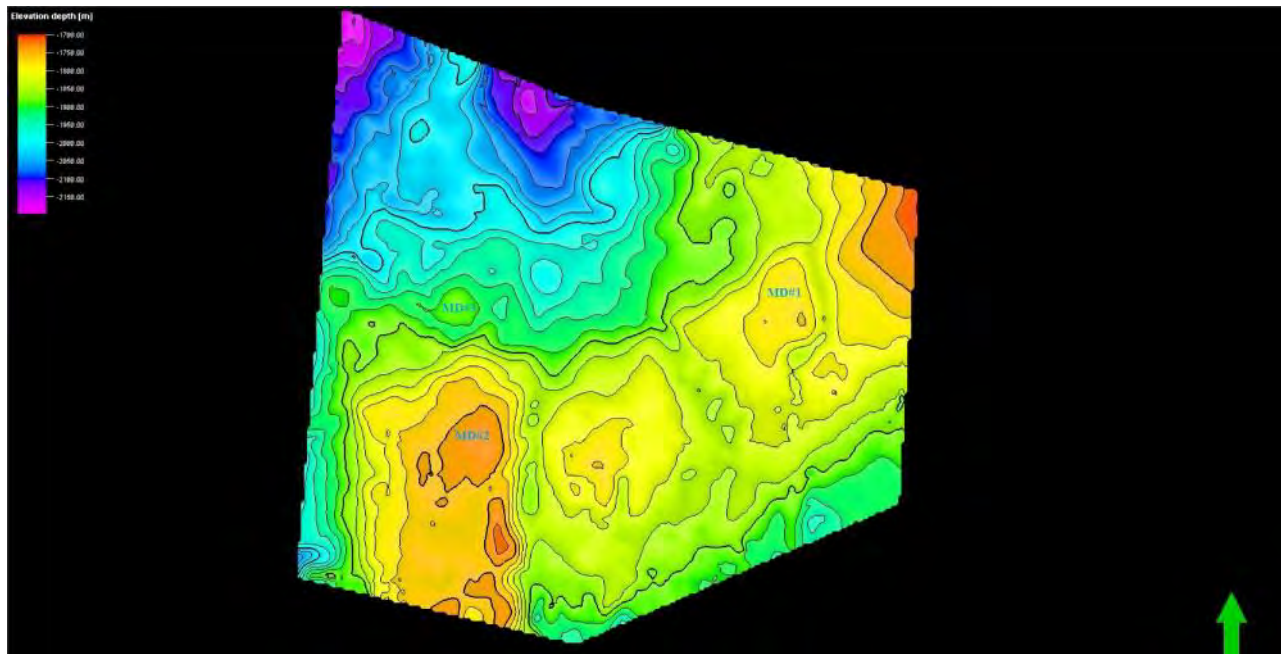


Gambar 3. Peta depth 2D Formasi Cibulakan

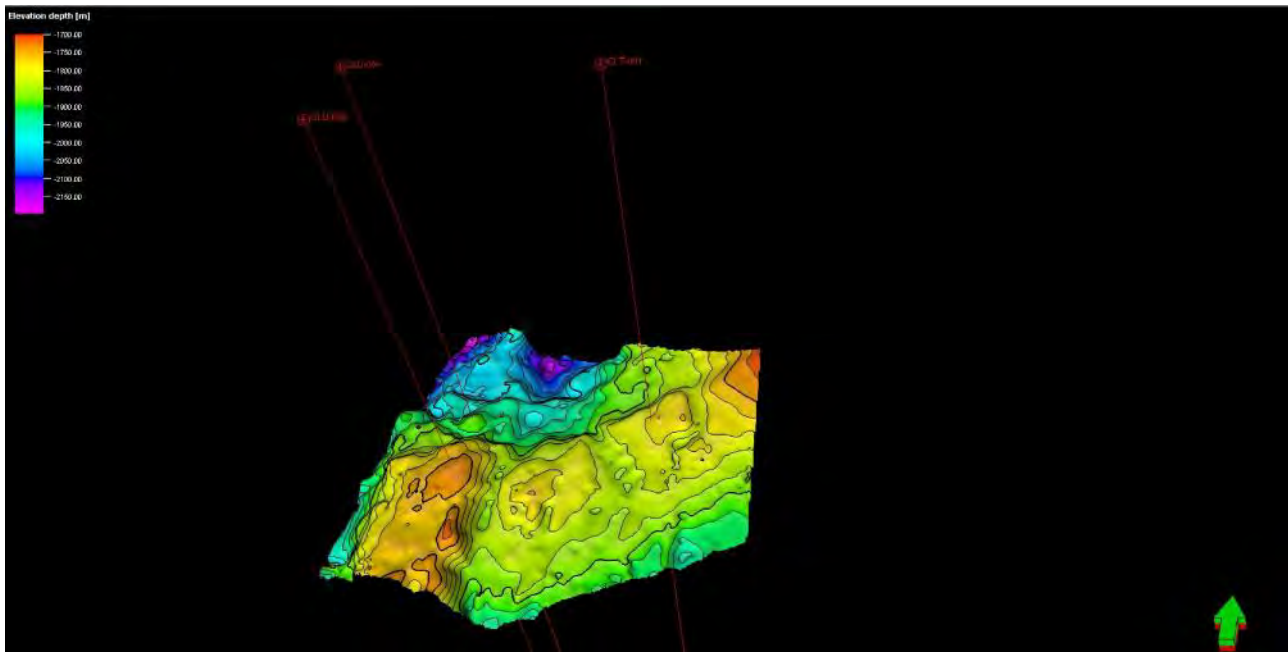




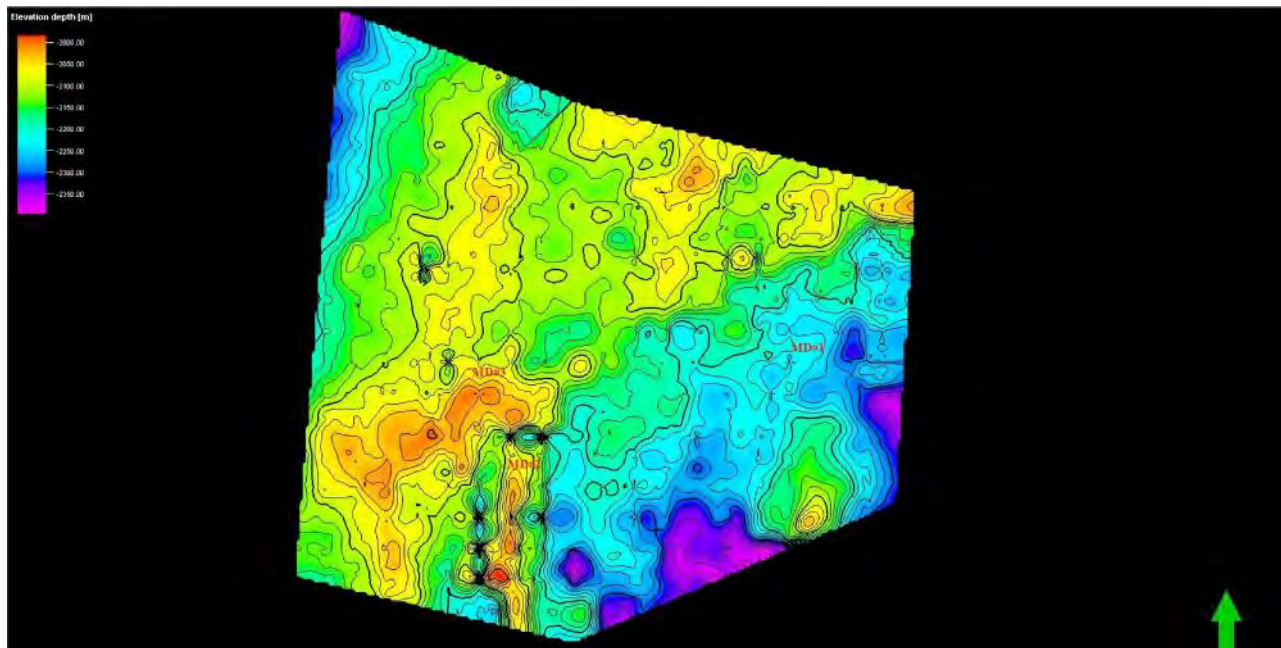
Gambar 4. Peta depth 3D Formasi Cibulakan



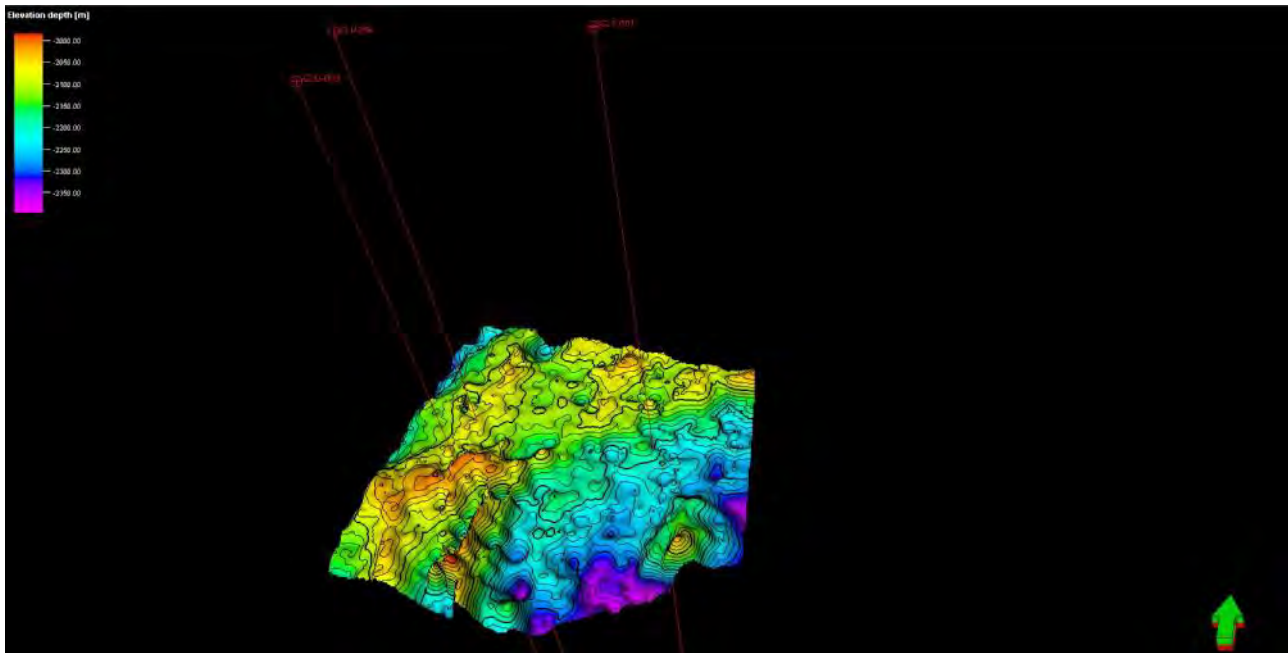
Gambar 5. Peta depth 2D Formasi Baturaja



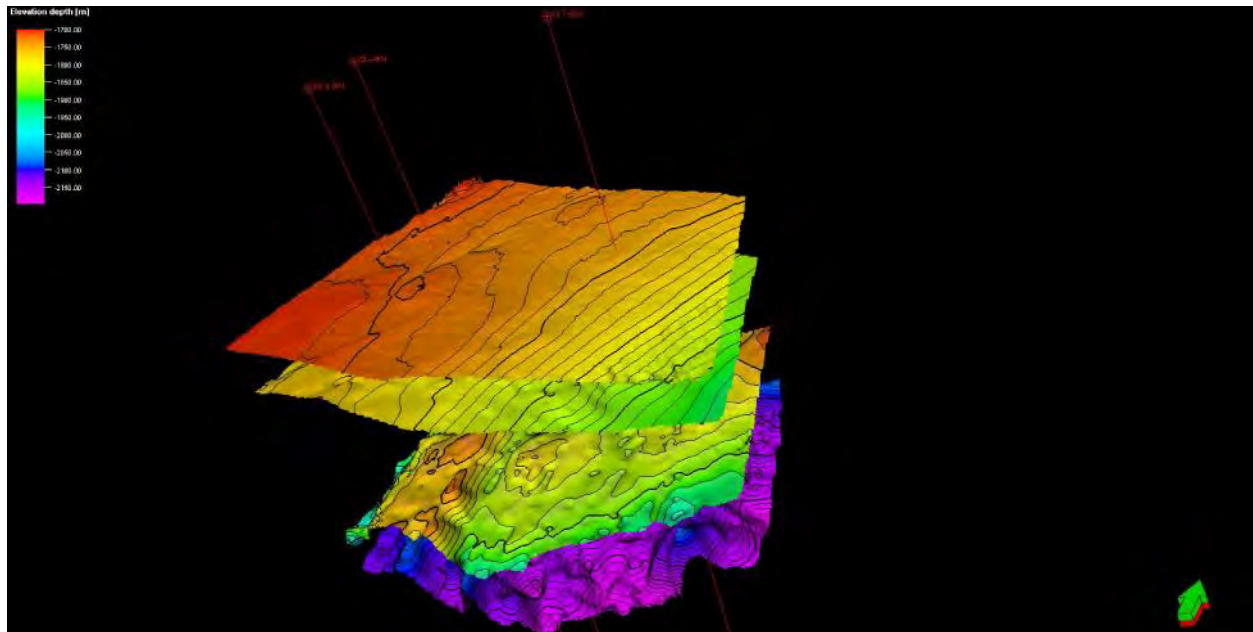
Gambar 6. Peta depth 3D Formasi Baturaja



Gambar 7. Peta depth 2D Formasi Talang Akar



Gambar 8. Peta depth 3D Formasi Talang Akar



Gambar 9. Peta depth 3D dari atas Formasi Parigi, Formasi Cibulakan, Formasi Baturaja, dan Formasi Talang Akar

***“Halaman ini sengaja dikosongkan”***

## BIODATA PENULIS



Muhammad Dwi Bagus Aurijanto, anak kedua dari dua bersaudara yang lahir di Surabaya, 05 Januari 1993. Pendidikan formal ditempuh di SDN Petiken III (1999-2005), SMPN 1 Taman (2005-2008), SMAN 9 Surabaya di bidang sains (2008-2011), dan pada tahun 2011 penulis berhasil mencatat namanya sebagai Mahasiswa Baru Jurusan Fisika FMIPA Institut Teknologi Sepuluh Nopember melalui jalur SNMPTN tulis. Sewaktu kuliah

penulis mengambil bidang minat Fisika Bumi. Selama menjalani kehidupan di kampus, penulis aktif dalam organisasi intra maupun ekstra kampus. Mengawali sebagai staff Hubungan Luar HIMASIKA ITS (2012-2013) dan staff Departemen Kewirausahaan Forum Studi Islam Fisika FMIPA ITS (2012-2013), kemudian penulis menjabat sebagai Kepala Departemen (Kadep) Hubungan Luar HIMASIKA ITS di tahun kepengurusan 2013-2014. Penulis juga aktif di organisasi eksternal sebagai staff *Course and Training Development* AAPG ITS SC di tahun 2013-2014. Lalu menjabat sebagai *Head of External* AAPG ITS SC periode 2014-2015. Penulis aktif mengikuti kegiatan seminar, *workshop*, dan *training* di dalam maupun di luar kampus, antara lain; Basic Petroleum Exploration, Training Personality and Managerial LKMM pra-TD, Training Motivation Enterpreunership, Training Personality and Managerial LKMM-TD, Workshop Seismik Method Subsurface investigation, Short Course and Career Talk Carbonates Characterization, Training Sosial Media, Jurnalist, and Photography, Trainining Character Capacity Building For Future Leader (CCBFL), One Day Short Course Underballance Perforation and Challange in Oil Gas Indstry, Workshop Basic Petropyhiscs and Evaluation Formation,



Pelatihan Leadership and Managerial Training “Lentera III”, Workshop local area setting in active fault sedangkan kegiatan luar kampus penulis merupakan anggota aktif Himpunan Mahasiswa Geofisika Indonesia (HMGI), mengikuti *Field Trip* Geothermal Kamojang. Pada tahun 2012 penulis sempat menjadi peserta PKM didanai oleh DIKTI. Untuk keperluan diskusi terkait Tugas Akhir dapat melalui [dwi.bagoez@yahoo.com](mailto:dwi.bagoez@yahoo.com).